

No. 3

国際協力事業団
ハンガリー共和国
工業・商業・観光省

ハンガリー共和国

ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画

最終報告書

本 編

1997年8月

JICA LIBRARY



J 1138922 (8)

株式会社 パシフィック コンサルタンツ インターナショナル
株式会社 日本環境アセスメントセンター

国際協力事業団 ハンガリー共和国

ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画

最終報告書 本編

1997年8月

株式会社 パシフィック コンサルタンツ インターナショナル
株式会社 日本環境アセスメントセンター

913
643
MPN

LIBRARY

鈐 調 査

J R

97-137

国際協力事業団

ハンガリー共和国

工業・商業・観光省

ハンガリー共和国

ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画

最終報告書

本 編

1997年8月

株式会社 パシフィック コンサルタンツ インターナショナル
株式会社 日本環境アセスメントセンター



1138922 (8)

本報告書においては、プロジェクトのコストは1997年1月価格で表示し、
1 US\$ = HUF 161.06 (= ¥ 116.65) の通貨換算率を用いた。

序 文

日本国政府は、ハンガリー共和国政府の要請に基づき、同国のボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成8年3月から平成9年5月までの間、4回にわたり(株)パシフィック コンサルタンツ インターナショナルの内田 顕氏を団長とし、同社及び(株)日本環境アセスメントセンターの団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ハンガリー共和国政府関係者と協議を行うとともに現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終りに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成9年8月

藤田 公郎

国際協力事業団
総裁 藤田 公郎

ハンガリー共和国ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画調査

伝 達 状

1997年8月

国際協力事業団

総裁 藤田 公郎 殿

ハンガリー共和国ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画調査の最終報告書を提出いたします。本報告書は、1996年2月20日、1996年5月15日、および1997年5月9日に国際協力事業団と株式会社バシフィック コンサルタンツ インターナショナルとの間で締結された契約に従って作成されました。

本計画は、発電および地域への熱供給を行ってきたボルショド発電所が設備の老朽化によって効率が低下し、また大気汚染物質の排出など環境上の問題が大きいため、その性能の向上と環境保全を目的として、敷地内に150MWの発電ユニットを1基新設するとともに、約240MWの熱供給のため既存設備の一部を改善するものであります。

本報告書は上記目的を達成するための最適な再建計画を提示しており、同計画は、技術的、環境的、経済的・財務的諸側面の調査・分析・評価に基づいて策定したものであります。新設ユニットについては、ハンガリー側当局による既存のF/Sの結果を最大限活用するとともに必要な部分的変更を行いました。ボイラにはハンガリー産褐炭をできるだけ利用しながら、排出基準をも満足し得る循環式流動床燃焼型を採用しています。既存ボイラについては、現有の10基の100トン/時の微粉炭燃焼ボイラのうち4基を天然ガス燃焼用に改造することを提案しています。

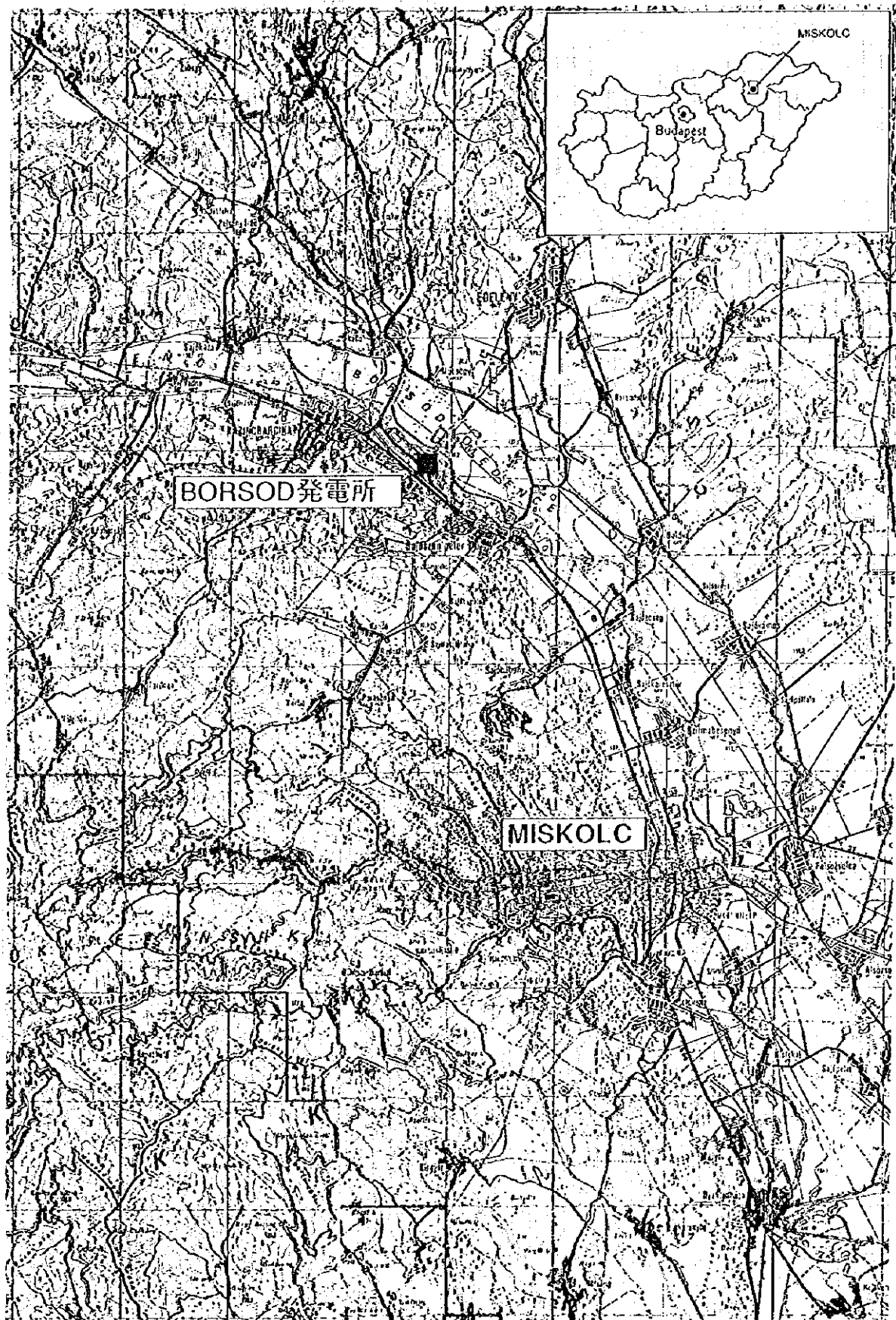
本報告書の提出にあたり、貴事業団を始め、外務省、通産省等の諸賢には多大の御理解と御支援を賜り、厚く御礼申し上げます。またハンガリーでの現地調査期間にありましては、ハンガリー国工業通商観光省、環境地域政策省、ハンガリー電力会社およびボルショド発電所などのハンガリー側関係機関、さらに在ハンガリー日本国大使館およびJICAオーストリア事務所のご協力に心より感謝の意を表します。

調査団長

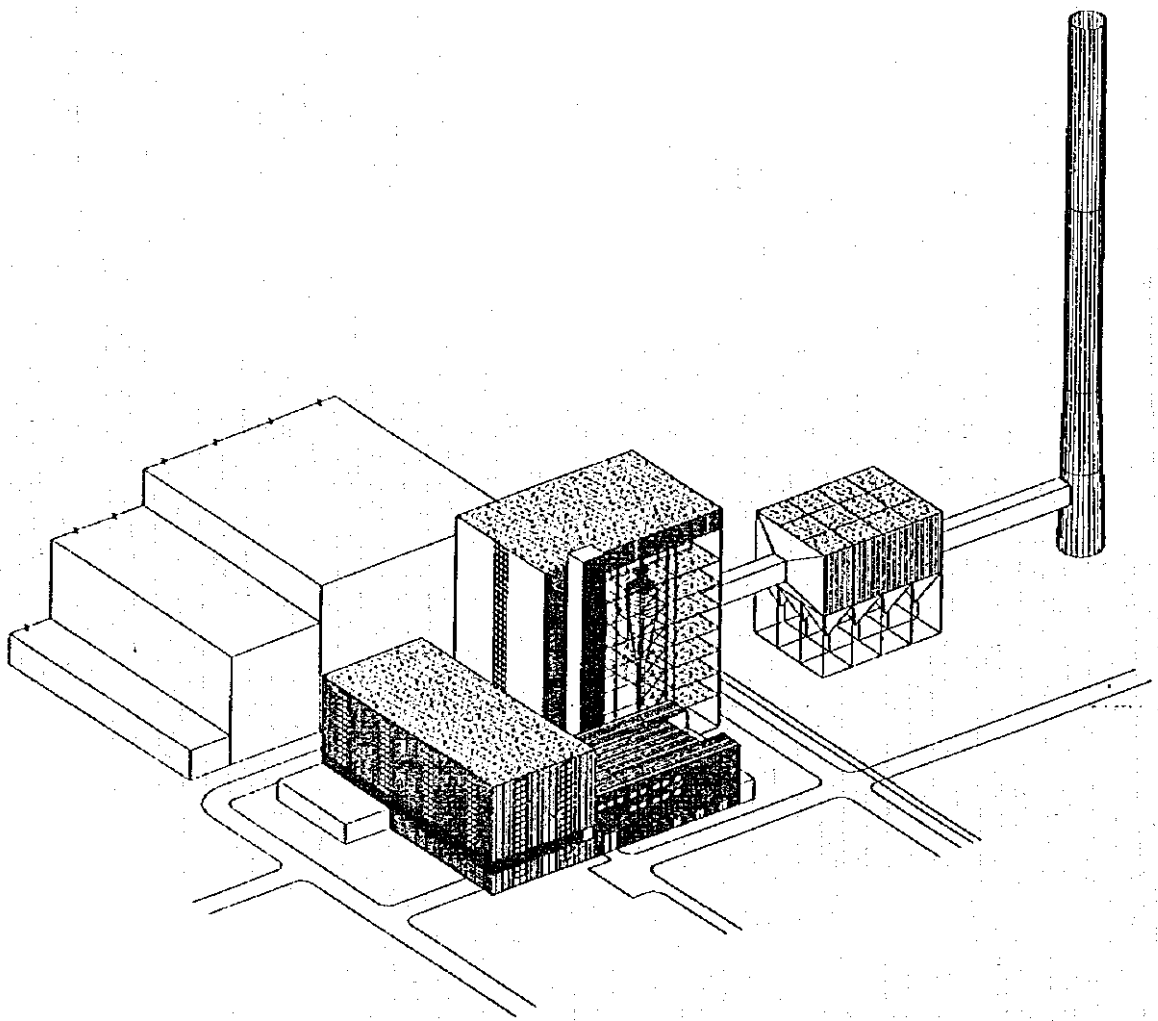
内田 顕

内田 顕

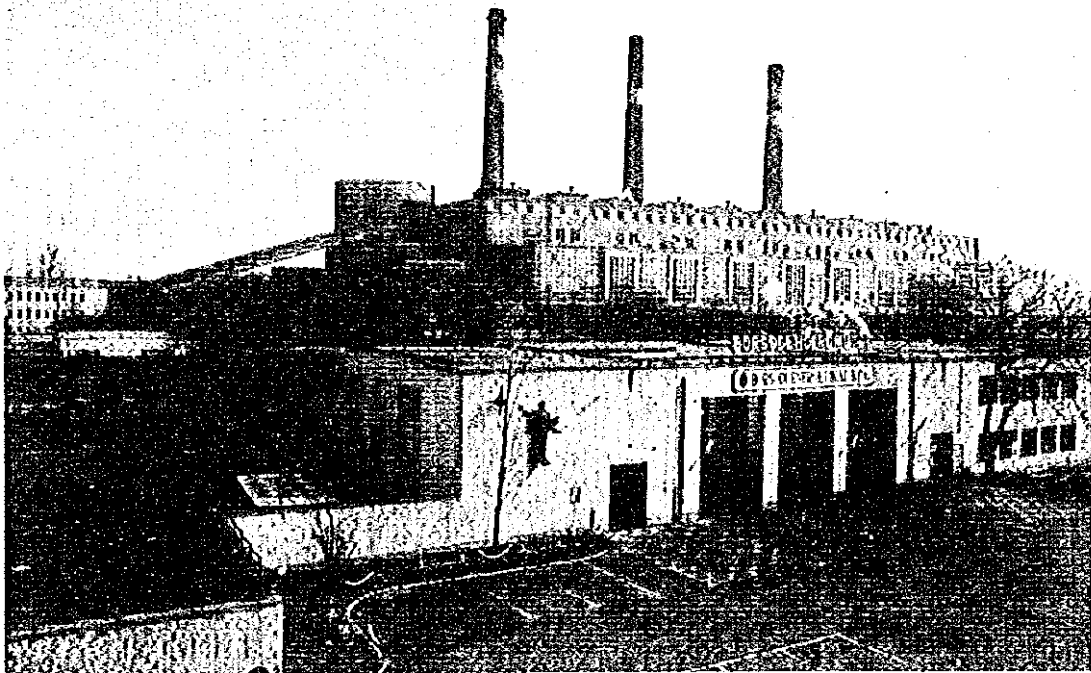
調査位置図



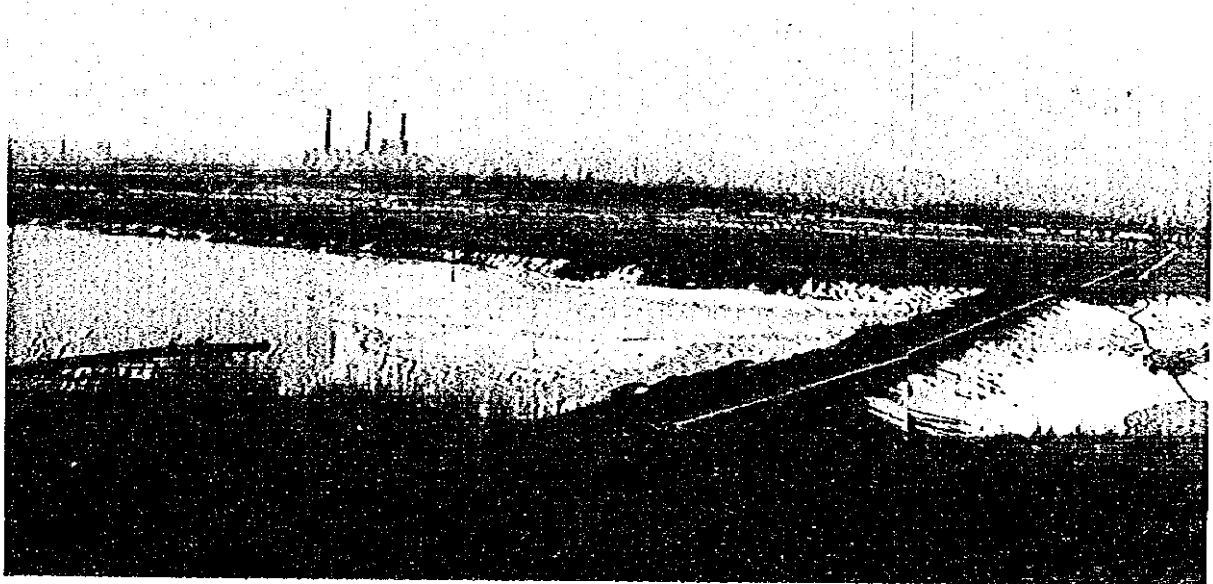
Scale 1: 200,000



The New 150 MW Unit



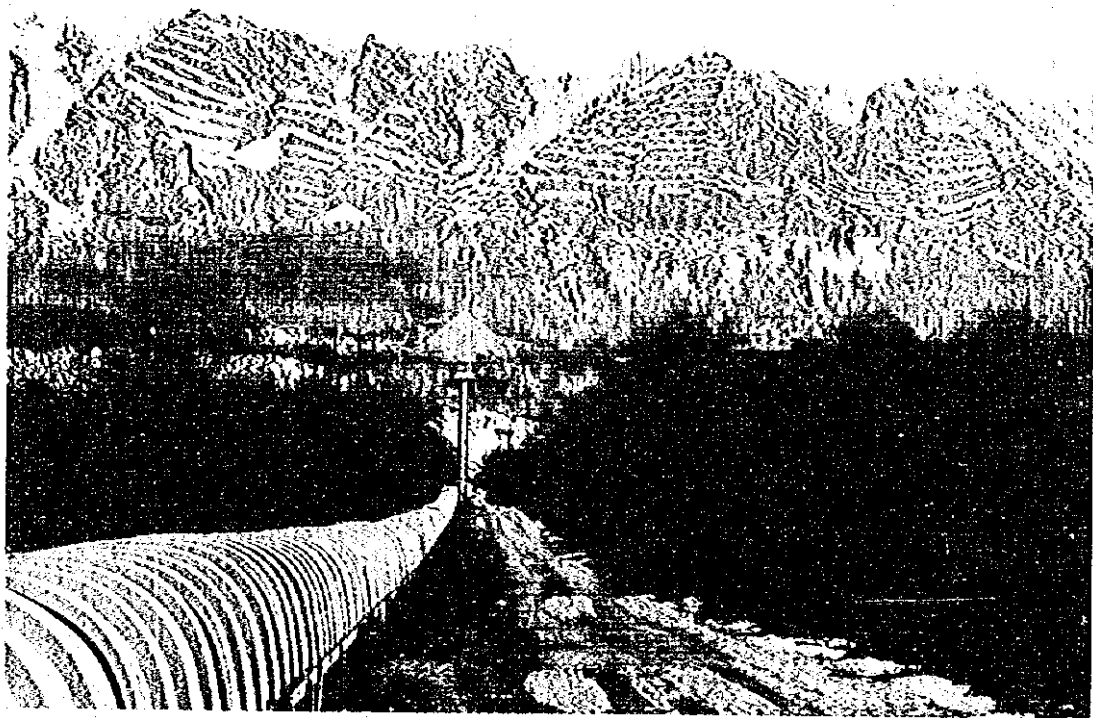
The Whole View of Borsod Power Plant



Thick Slurry Pipeline and Slag Area



Lyukobanya Coal Mine



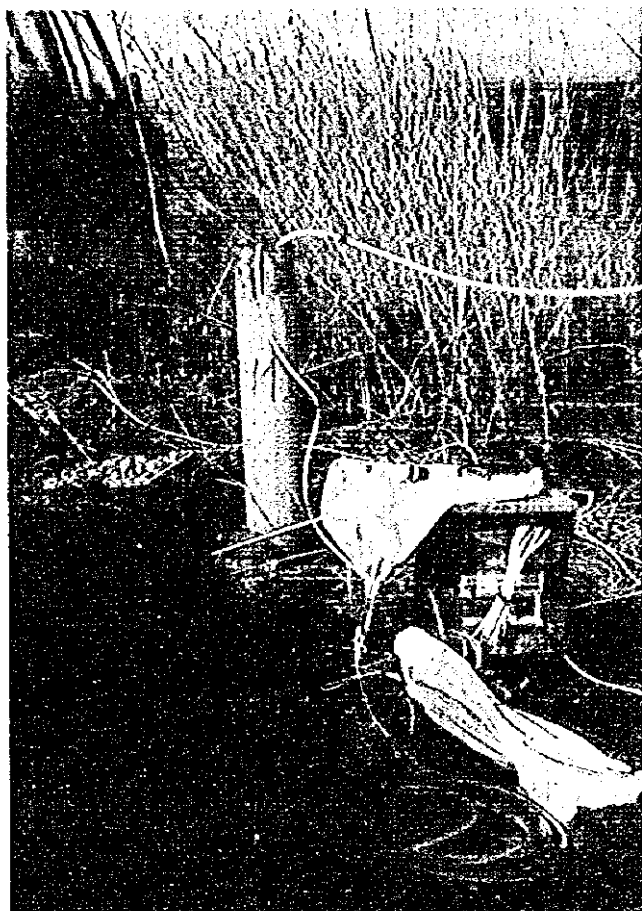
Limestone Mine (BCM)



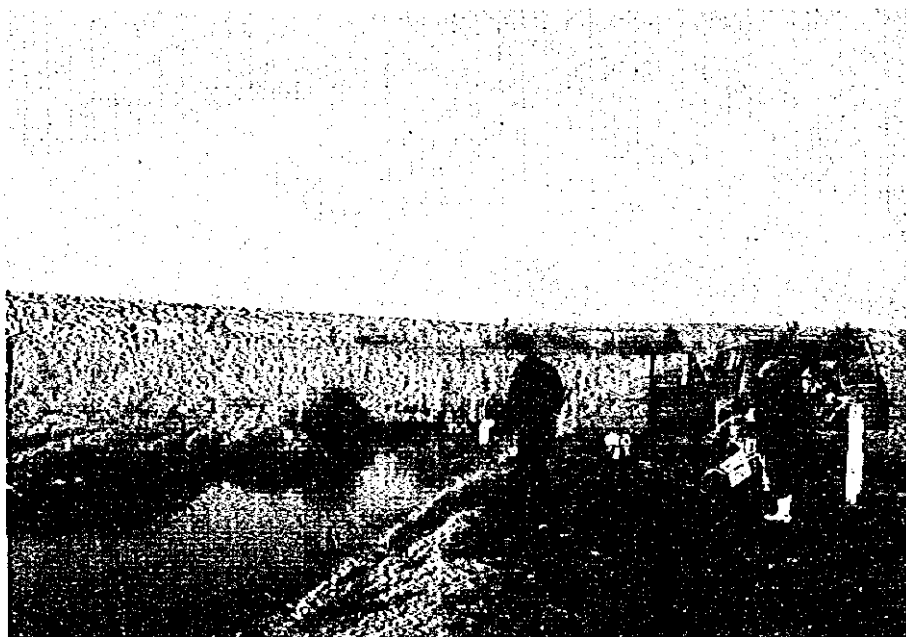
Ambient Air Measurement at Station No. J1



Soil Sampling



Ground Water Sampling at TM 41



Surface Water Sampling at Szuha River

ハンガリー国ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画

最終報告書

本 編

目 次

	ページ
序 文	
伝達状	
目 次	i
略語表	iv
結論と提言	1
第1章 序 論	
1.1 調査の背景	1- 1
1.2 調査の目的と概要	1- 2
1.3 調査の組織	1- 4
1.4 調査の工程	1- 6
第2章 調査の背景	
2.1 ハンガリー経済の概況	2- 1
2.2 ハンガリーのエネルギー・電力事情	2- 2
2.3 電力設備	2- 6
2.4 電力需要の見通し	2-10
2.5 ボルショド発電所の概要と既往の再建計画	2-12
第3章 ボルショド発電所の最適開発計画の検討	
3.1 発電容量と熱供給容量	3- 1
3.2 新設ユニットのボイラ形式の選定	3- 3
3.3 新設ユニットのタービン・発電機形式の選定	3-14
3.4 新設ユニットのレイアウト	3-15
3.5 燃料調達の可能性	3-21
3.6 石灰石の供給	3-42
3.7 スラグ・フライアッシュの輸送	3-47
3.8 既存施設の改善	3-56

第4章	新設ユニットの予備設計	
4.1	新設ユニットの概要	4- 1
4.2	プラント・レイアウト	4- 7
4.3	ボイラ・システム	4-18
4.4	蒸気タービン・システム	4-29
4.5	燃料取扱いシステム	4-41
4.6	石灰石の供給	4-59
4.7	スラグおよびフライアッシュ処理設備	4-69
4.8	電気設備	4-73
4.9	給水および水処理システム	4-81
4.10	冷却システム	4-94
4.11	建築・土木施設	4-100
4.12	鉄道側線ネットワーク	4-128
4.13	制御・計装システム	4-133
4.14	送電網への接続	4-148
第5章	既存施設改善の予備設計	
5.1	ボイラと燃焼装置	5- 1
5.2	燃料の供給	5-13
5.3	タービンと電気設備	5-19
第6章	環境影響評価と環境保全対策	
6.1	概 要	6- 1
6.2	環境基準と排出基準	6- 5
6.3	環境の現状	6- 8
6.4	初期環境調査	6-99
6.5	環境影響評価	6-107
6.6	環境保全対策	6-146
6.7	環境監視計画	6-165
第7章	工事計画	
7.1	契約形態の基本的な考え方	7- 1
7.2	建設工程	7- 2
第8章	プロジェクト・コスト	
8.1	コスト算定の基本的な考え方	8- 1
8.2	プロジェクト・コスト	8- 2

第9章 経済・財務分析

9.1 経済分析	9- 1
9.2 財務分析	9-21

第10章 ハンガリーの発電所開発に向けての提言

10.1 発電所の石炭燃焼技術	10- 1
10.2 火力発電所の環境影響評価と環境保全対策	10- 7
10.3 公的な資金協力・技術協力の可能性	10-17

略 語 表

Name of Organization

ANTSZ	: National Public Health and Medical Officer's Service
EGI	: A consultant firm which prepared the F/S report for the new 150MW unit in Borsod Power Plant
EKF	: North Hungarian Environmental Protection Inspectorate
EPA	: The U. S. Environmental Protection Agency
ERV	: North Hungarian Regional Water Works
GRW	: A former East-German company which made most of Hungarian control systems
IKIM	: Ministry of Industry, Trade and Tourism
KTM	: Ministry for Environment and Regional Policy
MHD	: Hungarian Ship and Crane Works (Magyar Hajó- és Darugyár)
MOL	: Hungarian Oil Company
MAV	: Hungarian National Railways
MVM	: Hungarian Power Companies, Ltd.
OMH	: National Office of Measurements
OVIT	: National Power Grid Company, Ltd.
TOP	: National Fire Service Headquarters

Technical Terms

AH or A/H	: Air preheater
ANK-K	: Cross-coil type analogue, indicator type device
ANNUBAR	: A type of probe for measurement
ARA	: Amsterdam, Rotterdam, Antwerp ports
BFB(C)	: Bubbling fluidized bed (combustion)
BG	: Background concentration
BOD	: Biochemical oxygen demand
BWK	: Full heat power (Brennstoff Wärme Kraft)
Btu	: British thermal unit
C/V	: Calorific value
CFB(C)	: Circulating fluidized bed (combustion)
CIF	: Cost, insurance, freight
COD	: Chemical oxygen demand

DCIS	: Distributed control and information system
DO	: Dissolved oxygen
ECO	: Economizer
EGR or FGR	: Exhaust gas recirculation or flue gas recirculation
EMU	: Signal converter to get mA signals
EP or ESP	: Electrostatic precipitator
FB(C)	: Fluidized bed (combustion)
FDF	: Forced draft fan
FGD	: Flue gas desulfurization
FOB	: Free on board
F/S	: Feasibility study
GEP	: Good engineering practice
GL	: Ground level
GSA	: Gas suspension absorption
HDPB	: High density polyethylene
HFB(C)	: Hybrid fluidized bed (combustion)
Hh	: Gross heat value (calorific value)
HI	: Net heat value (calorific value)
ICFB	: Internal circulating fluidized bed
IDF	: Induced draft fan
M	: Molar concentration
MCR	: Maximum continuous rating
MSZ	: Hungarian Standards
ND	: Not detected; analytical data below a limit of detection
Nm ³	: Gas volume at the normal condition ; 0 °C and 1 atmospheric pressure
O & M	: Operation and maintenance
Org-	: Organic
PCF	: Pulverized coal firing
PE	: Polyethylene
PFB(C)	: Pressurized fluidized bed (combustion)
PLC	: Programmable logical controller
PSU	: Process system unit
RC	: Reinforced concrete
RH	: Reheater
RLS-II	: A type of PID regulator, compact design of GRW
SCR	: Selective catalytic reduction

SH	: Superheater
SPM	: Suspended particulate matter
SS	: Suspended solids/ Stainless steel
TC	: Thermocouple
UPS	: Uninterrupted power supply
dB	: deci-Bell; unit for noise level
mBf	: above the Baltic Sea level
nc	: Normal condition
p-Alkali or p-value	: Phenolphthalein alkalinity
tce	: Ton coal equivalent
μ S/cm or mS/cm	: Micro Siemens per centimeter; unit for conductivity

結論と提言

1. 結論

本調査は、ボルショド発電所敷地内に、国産の褐炭をできる限り使用し、かつ環境規制に適合する出力 150MW の発電設備を 1 ユニット新設し、また既存のボイラ数基を熱供給用として環境規制に適合するように改善するため、技術的、経済的観点から最適な再建計画のフィージビリティ調査を行うものである。

技術、環境、経済、財務面から検討、評価した結果、再建計画は実施可能であるとの結論を得た。結論の内容は以下のとおりである。

(1) 電力需要

ハンガリー国の電力需要は 1989 年から 1993 年にかけて、工業部門の不振により減少が続けたが、以後はゆるやかながら増加傾向にある。

電力消費量は 1995 年の 36.5 TWh に対し、2010 年の需要予測は 43.3～49.3 TWh であり、最低の場合でも着実な増加が見込まれる。

(2) 発電設備容量

実質発電設備容量は 1995 年で約 7,400MW で、その構成比率は火力 74%、原子力 25%、水力 0.6% である。火力発電設備の大半は老朽化して効率が低下している上、2005 年に発効する EU 諸国並みの環境規制に適合できないため、設備の更新を迫られている。

(3) 国産炭の利用

国のエネルギー政策により、発電所近傍の炭鉱は経営的に発電所と一体化され、他の炭鉱は経営的に破綻しているため閉鎖またはその途上にある。炭鉱を持つ発電所は、今後も自前の石炭を有効利用し、かつ環境保全対策を十分に行う必要がある。当ボルショド発電所もその 1 つである。

(4) 再建計画の内容

ボルショド発電所の再建計画の内容は以下のとおりである。なお、新設ユニットについては、ハンガリー電力株式会社 (MVM) が 1993 年までに行った F/S の結果を最大限利用し、必要な変更を行った。

1) 新設ユニット

計画の主要緒元

電氣出力 : 150 MW

発生蒸気量 : 460 t/h

使用燃料 : ボルショド褐炭および輸入炭 (熱量ベースで50:50)

汚染物質の予想排出濃度： SO_2 : 400 mg/Nm³ 以下

NO_x : 200 mg/Nm³ 以下

ダスト : 50 mg/Nm³ 以下

プラント年間利用率：68% (6,000 時間)

主要設備

ボイラ : 循環式流動床 (CFB) 燃焼ボイラ
外部熱交換器 (EHE) 付

電氣集じん器

タービン : 串型3車室複流排気型 (TCDF) 再熱タービン

發電機：橫置內筒回轉界磁、三相交流同期發電機

煙突 : 130m

給水設備

冷却塔

石炭取扱い設備

石灰石取扱い設備

スラグ・スラッジ取扱い設備

變電設備

制御・計測設備

2) 既存施設の改善

計画の主要諸元

ピーク熱需要 : 29 bar 蒸気 120 MW

15 bar 蒸氣 9 MW

6 bar 蒸気 34 MW

熱 水 78 MW

합계 241MW

熱供給量 : 2,780 TJ/y

主要改善内容

ボイラ : 既存の 10 缶の微粉炭燃料ボイラ (100t/h) のうち、4 缶を天然ガス・油燃焼用に改造する。これに伴いバーナ、制御装置、再循環ダクト、再循環ファンを新設し、エコノマイザと空気予熱器を調整する。

タービン : 既存のタービンを修理・調整するとともに、長期間の熱供給を保証するため、2004 年以前に新規の 32MW 2 段抽気復水タービンを 1 機導入する。

(5) 環境影響評価および環境保全対策

1) 環境影響評価結果

大 気

短期および暖房期平均の SO_2 濃度予測の結果によると、2005 年 1 月 1 日施行予定の SO_2 排出基準を当発電所がクリアしても、環境中の SO_2 濃度は環境基準をオーバーする。 SO_2 については、環境基準達成のため他の発生源対策も実施する必要がある。 NO_x は環境基準をクリアしている。

ダウンウォッシュの分析の結果、当初考えられていた新設煙突の高さ (125 m) では、ダウンウォッシュの影響を受け、地上濃度に不利となる。

スタグネーションのモデリングでは、新設ボイラに CFBC、既設ボイラに天然ガスを使用した場合について検討した。フル稼働時における発電所からの SO_2 の寄与は、最高濃度地点で $85 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (32 ppb) であり、大幅に低減される。 SO_2 の 30 分平均最高濃度は基準Ⅱである $400 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (150 ppb) 以下であるが、基準Ⅰの $250 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (94 ppb) は、バックグラウンド濃度自体で超えている。

地下水

不透水シート法等を灰処分場に採用することにより今後の地下水汚染を完全に防止することが可能である。地下水の実質的な流速は 0.42 m/day であり、現在の汚染水全てが Borsodszirak I/A の水道水源まで移動するのに約 40 年を要する。地下水水質が飲料水の保護基準のレベルまでに回復するには、約 50 年程度を要するものと推定される。

土 壌

煙道排ガス中のダスト対策、酸・アルカリ廃液の処理を実施することによって新たな汚染を防止することが可能である。局所的な高濃度の既汚染土壌には特別な対策が必要である。他は自然の浄化作用に期待する以外に方法はない。

2) 環境保全対策

大 気

新設ボイラにはCFBCの採用、既設ボイラは天然ガス燃焼に改造する。

新設の煙突の高さは、原計画の125 mからダウンウォッシュの起こらない130 mに変更する。

スラッジ貯蔵場の石炭灰飛散防止のための覆土、植栽を行う。

地下水・土壌

スラッジはパイプ輸送し、不透水シート内に貯蔵し、スラッジによる地下水汚染を完全に防止する。

水処理工場の廃液は、中和後、他の排水と混合希釈して、排水基準に適合させ、Sajo川および下水道に放流する。

河川水

温排水によるSajo川の生態系への影響防止のため、冷却水はクローズドシステムにより循環再利用する。

3) 環境監視計画

- ・ 工事中の環境監視
工事に伴う環境影響を最小限に抑えるため適切に監視する。
- ・ プラント稼動開始後の環境監視
 - (a) 煙道排出ガスモニタリング
 - (b) 一般環境大気濃度のモニタリング
 - (c) (a)、(b)を組み合わせた常時監視ネットワークの構築
 - (d) 地下水のモニタリング
 - (e) 排水、騒音、交通量等の定期的な監視

(6) 再建工程と費用

再建の期間および費用は以下のとおりである。

	工事期間	建設費 (1,000US\$)		
		外 貨	内 貨	合 計
新設ユニット	5 年	53,830	102,127	155,957
既存施設改善	3 年	6,960	39,863	46,823

(注) 関税を含む

(7) 経済・財務評価

1) 経済評価

本再建計画の実施により、大気質など地域の環境は顕著に改善される。本来はこの環境改善を経済評価上の効果とするのが望ましいが、計量化の方法が確立されていないため、経済評価手法として代替設備アプローチを用いた。

新設については、当プロジェクト（CFBC ボイラ）の代替プロジェクトは微粉炭燃焼ボイラ＋湿式排煙脱硫装置とし、既存施設改善プロジェクト（天然ガス燃焼ボイラ）については代替プロジェクトを微粉炭燃焼ボイラ＋半乾式排煙脱硫装置とした。

新設プロジェクトと改善プロジェクトのいずれも、代替プロジェクトよりも経済評価上優位であることが判明した。

2) 財務評価

新設ユニットと改善ユニットは双方で補間し合って運用されるので、財務評価は両プロジェクトを総合化して行った。

投資費用（建設費、運転・管理費）に対し、電力と熱の売上収益により、財務的内部収益率は17.4%と、資金借入利率（8.2%）を大きく上回った。

2. 提言

(1) ハンガリー国の発電所開発について

本フィージビリティ調査はボルショド発電所の再建計画を対象として行われたが、ハンガリー国内の同種の発電所の再建計画にも参考となるよう、以下を提言する。

- 1) 炭鉱を持つ発電所は、電力供給という使命と共に、自前の石炭を有効利用することによる地域雇用への寄与と、一層厳しくなる環境規制の遵守という2つの課題を克服することが求められている。そのための経済的で最適な技術を選択するに当たり世界で用いられている種々の技術を広く研究し、適用に当たってはこれらの経験を慎重にフィードバックする。
- 2) CFBC 技術の商業発電所への適用は世界でも数例あるのみであり、各々特有の条件下で運用されている。ハンガリー産のものと同程度の低品位の石炭を用いている例は未だにないので、慎重なボイラ設計と燃料計画が必要である。
- 3) CFBC ボイラでは、燃焼残渣物の処理に伴うトラブルで運転停止を余儀なくされる場合が多いので、燃焼残渣物の量をできるだけ抑えることが望ましい。そのためには石炭燃料の灰分とS分が一定のレベルを超えないような燃料計画が必要である。

- 4) 発電所の開発には多大な資金を必要とするので、これをできるだけ有利な条件で調達することが、プロジェクトの成功にとって重要である。民間に基礎を置いた経済開発の資金は、通常は民間金融機関から調達されるが、公共性の高い事業については、一定の条件下で、国際金融機関や外国政府の公的資金が利用できる場合もあるので、その可能性について十分な情報収集を行う。

(2) 環 境

1) 基準・規制の遵守

ボルショド発電所は、本計画による対策を実施することにより、2005年1月1日に施行予定の新排出基準は十分に達成できる。この場合においても、家庭暖房を含む他の発生源に対して十分な対策を行わなければ、大気質の環境基準の達成は困難である。

2) 環境保全

地下水汚染防止のために、燃焼残渣物の処分は将来的にシックスラッジ技術のみで対応しようと検討されているが、この技術のみで地下水汚染が防止できることを事前に実証する必要がある。また、シックスラッジの輸送水の一部として、水処理施設からの塩分含有の排水の利用を検討しているが、現段階では推奨できない。

今後の環境保全対策としては、単に環境影響を回避・軽減するのみではなく、自然環境回復と準自然環境の創造を計り、景観についても配慮する必要がある。

3) 環境監視

現在環境監視の行政的責任は、環境省の地域監督局（発生源監視）と公衆衛生管理院地方支局（環境監視）に縦割りされている。これらを一元化し、迅速な対応ができるようにする。監視用測定機器の適切な運転・維持管理が行えるよう、必要な予算を確保する。

4) 発電所の環境管理体制の整備

発電所の環境管理機能を充実させるため、環境管理委員会を設置し、その下に環境、省エネルギー、防災等の小委員会を設置してそれぞれの担当事項に関する施策を立案し、環境管理委員会の総意のもとに実施する。

第 1 章 序 論

第1章 序 論

1.1 調査の背景

(1) 電力関係組織

ハンガリーでは1990年以来市場経済への移行を進めており、エネルギー業界も1991年後半から1992年に組織の再編、価格体系の見直しを行ない再スタートした。1992年1月にハンガリー電力トラスト(MVMT)が国有持株会社のハンガリー電力株式会社(MVM)となりその傘下に8発電会社、1電力系運用会社、6配電会社を有する形態となった。

(2) 電力需要

1993年のハンガリーの電力需要は1989年と較べると16%程度減少し、低迷が続けたが、これは市場経済体制への移行に伴う産業界の不振によるもので、その後はわずかながら増加の傾向にある。最近の電力需要の最大ピークは約5,700MW(1995年1月)となっている。一方家庭用の電力需要は1980年から1990年の10年間で約1.8倍になっており需要は増加傾向にあるが近年は横這い状況にある。今後の経済復興を考慮すると、将来に向けた需要増は確実と予想される。

(3) 電力供給

発電設備容量は実質約740万kWであり、その構成比率は概ね火力74%、原子力25%、水力0.6%となっている。火力発電所は近年効率が悪く老朽化した設備を順次閉鎖してきている。発電量から見ると、Paks原子力発電所(440MW×4)が順調なベース・ロード運転を続け、全体の約42%を発電、石炭火力は約26%、ピーク・ロード用の石油及びガス火力は約31%を発電している(1995年)。設備全体の老朽化に伴い発電効率が低下し、また、国内炭価格が上昇する等電力供給上の問題が多い。

(4) 火力発電所の環境規制

現在ハンガリーで稼働中の石炭火力発電所は、旧式で小容量機が多く、発電効率が悪く、また脱硫装置も設置していないのでSO_xによる汚染も大きい。環境規制は1976年の環境保護法を基礎として従来から大気質環境基準、固定発生源の排出規制基準、固定発生源の罰金賦課制度等がある。1995年5月に環境保護法が改訂され、これらの環境規制はEU諸国並みに厳しいものとなり、特に石炭火力発電所は早急な対応を迫られている。

(5) シャヨバレー地区の発電所群

首都ブダペストの北東約150kmにあるハンガリー第3の都市ミシュコルツ(人口約20万人)はシャヨバレー地域に位置する。シャヨバレー地域はハンガリーの主要な工業地帯であり同

地域は重化学工業活動に加えて自動車や冬季の石炭暖房等により大気汚染度が最も高い地域の一つとなっている。その中で発電所は Tiszapalkonya (Tisza I) 発電所 (250MW)、Tisza II 発電所 (860MW)、ボルショド発電所 (170MW) と 3 つの発電所があるが、いずれも大気汚染物質の大きな発生源となっている。これらの発電所は Tisza 発電会社とその子会社であるボルショド・エネルギー有限会社 (ボルショド発電所、Lyukobanya 炭鉱) が所有し運営してきた。

(6) ボルショド発電所

ボルショド発電所は 1955～1957 年に建設されており、約 40 年経過している。電気出力は 170MW、熱供給出力は 220MW であり、ボイラ 10 缶、タービン 9 機で構成されている。ボイラーは 1978～1985 年に架構以外はすべて更新されているが、タービンは当初のもので限界にきている。燃料に使用する褐炭は発熱量 1,800～2,200kcal/kg、硫黄分 2～3% の低品位の炭質である。また各ボイラーとも電気集塵器が設置されているが、排出基準を大幅に超えて SO_x を排出している。また、蒸気と熱水を隣接する化学工場ならびに住宅用に供給しており、当発電所の運転はこの面でも重要な役割を担っている。

このような状況下、ハンガリー電力株式会社 (MVM) は 1993 年に当発電所の再建計画を策定した。

(7) 本調査の要請

1994 年 5 月、ハンガリー国政府はボルショド発電所の上記再建計画について、国際金融機関等の審査条件を満足するフィージビリティ調査 (F/S) を実施することを日本政府に要請した。これを受けて、国際協力事業団 (JICA) は 1995 年 6 月に予備調査団、同年 9 月に事前調査団を派遣し、ハンガリー国政府と本調査の実施細則に合意した。これに基づき本格調査が開始され、1996 年 3 月に調査団が 1 回目の現地調査を行なった。

1.2 調査の目的と概要

(1) 調査の目的

本調査の目的は以下の通りである。

- ・ボルショド発電所敷地内に、出力 150MW の設備を 1 ユニット新設し、高効率で低公害型の電力供給設備を確保する。
- ・ボルショド発電所の既存のボイラのうち数基を環境基準に適合するように改善し、地域への熱供給能力を確保する。

両目的を達成するために、近接する炭鉱からの褐炭を主に用いて環境基準に適合する経済的な発電所に再建するための最適計画案を策定し、技術・経済・財務および環境面からの実施可能性を検証する。これに当たって、MVM の実施した F/S の結果をできる限り活用する。

さらに、本調査を通じてハンガリー側カウンターパートに対し技術移転を図る。

(2) 調査対象地域

主要な調査対象地域は、ミシュコルツ市の北方 20km に位置する Kazincbarcika 市にあるボルショド発電所構内とし、当発電所から環境影響を受け得る周辺地域や関係する炭鉱その他の事業場も調査対象に含める（調査位置図参照）。

(3) 調査の概要

調査は次の 3 段階に分けて実施する。

- ・ 予備調査段階
- ・ 詳細調査段階
- ・ フィージビリティ調査段階

各段階で行なう調査の主な項目は、以下に示すとおりである。

1) 予備調査段階

- 国内準備調査（既存関連資料の収集・整理・分析、技術移転計画）
- 資料調査（現地における関連資料の収集・分析）
- 現地踏査
- 燃料供給調査
- 石灰石供給調査
- 電力開発計画調査
- 初期環境調査（IEE）
- 流動床ボイラ（FBC）調査
- 流用可能既存設備・施設調査
- 現地組立・据付作業の可能性調査
- 現地再委託の準備調査
- 上記に基づく具体的調査方針の策定

2) 詳細調査段階

- 既存 F/S レポート詳細内容分析
- 環境影響調査のための問題点の整理
- 最適開発計画のための問題点の整理

- － 測量・地質・水文調査
- － 環境調査（環境濃度、排ガス濃度、地下水・土壌成分等）
- － 環境影響調査
- － 最適開発計画の策定（新設および既設改善）
- － 技術移転セミナー

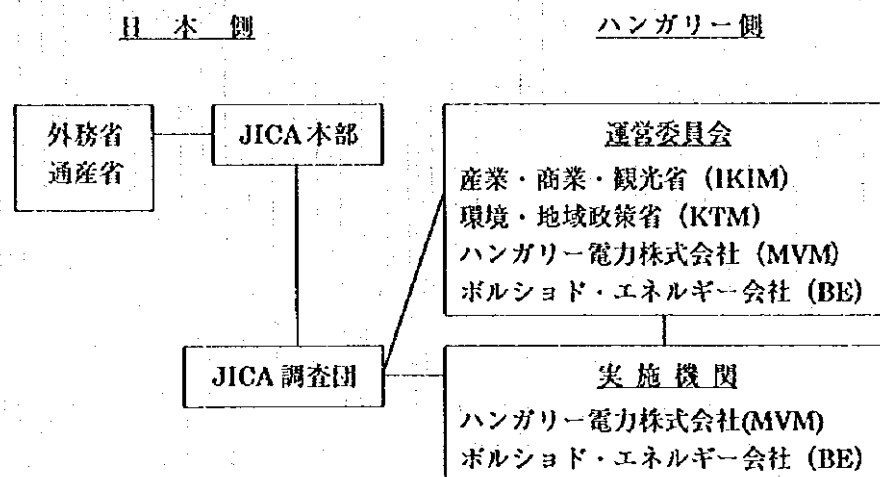
3) フィージビリティ調査段階

- － 予備設計
- － 工事計画
- － 工事費積算
- － 経済・財務分析

1.3 調査の組織

(1) 全体調査体制

本調査の全体的組織は以下の通りである。



(2) 調査団の編成

調査団の編成は以下の通りである。

担 当	氏 名	所 属
総 括	内 田 顕	PCI
副総括／発電設備（環境保全）	金 清 勝 応	JEAC
同 上	ジェームス D. リーガン ^(注)	JEAC
発電計画（設備全体）／発電設備 （新設・既設タービン）	佐 藤 昭 雄	PCI
発電設備（ボイラ本体新設）	ロズゴニ・バル	Transverticum
発電設備（ボイラ本体既設）	ボルタイ・ゲザ	Transverticum
発電設備（電気計装・制御）	ネメディ・ヨーセフ	Transverticum
変電設備	サナティ・シャンドル	Transverticum
燃料計画／環境	勝 田 基 嗣	JEAC
土木設備／建築設備	深 瀬 和 男	PCI
環 境	平 尾 実	JEAC
経済・財務	前 田 栄 治	OPMAC
発電設備（環境保全）	小 椋 亨	JEACI
業務調整	小 嶋 公 史	PCI

PCI : (株)パシフィック コンサルタンツ インターナショナル

JEAC : (株)日本環境アセスメントセンター

OPMAC : オーバーシーズ・プロジェクト・マネージメント・コンサルタンツ(株)

JEACI : (株)ジェイ・イー・エー・シー・インターナショナル

(注) 副総括／発電設備（環境保全）の担当は1996年10月に金清勝応氏からジェームス D. リーガン氏に交代した。

(3) ハンガリー側調査体制

ハンガリー政府の責任機関は産業・商業・観光省（IKIM）と環境・地域政策省（KTM）であり、IKIMが主調整機関である。

実施機関は、ハンガリー電力株式会社（MVM）とボショルド・エネルギー会社（BE）であり、本調査の運営委員会はこれら全ての機関で構成した。

運営委員会および調査団のカウンターパートのメンバーは以下の通りである。

運営委員会

Ms. FEKETE Ildikó	IKIM
Mr. RAKICS Róbert	KTM
Dr. CSOKNYAI Istvánné	KTM
Mr. CIVIN Vilmos	MVM
Mr. LUZSA György	MVM
Mr. SZABÓ János	MVM
Mr. Richard Mardon	AES
Mr. NÉGYESSY István	AES-BE

カウンターパート

Mr. NÉGYESSY István	BE	Counterpart Leader
Mr. KERTÉSZ Mátyás	BE	General Coordination
Mr. TÓTH István	BE	Fuels Planning/Handling/Transportation
Dr. ÁVÉD István	BE	Environmental Protection, Water Treatment
Mr. MÓRICZ József	BE	Boiler
Mr. LUZSA György	MVM	Coordination, Technology
Mr. SZABÓ János	MVM	Environmental Protection
Mr. RAISZ Gyula	EKF	Flue Gas Measurement
Mr. CSABA Kiss	BE	Technology

1.4 調査の工程

調査の工程は表 1.4.1 に示す通りである。

表 1.4.1 調查實施工程表

調査段階		予備調査段階		詳細調査段階		F/S調査段階	
年		1996年		1997年		1997年	
年	月	平成7年度	平成8年度	平成8年度	平成8年度	平成9年度	平成9年度
現地作業		第1次 現地踏査 既設設備調査	第2次 環境調査 現地詳細調査	第3次 環境調査 経済・財務調査 予備設計	DFR説明 ドクト・ファイナルポート の説明		
国内作業		準備 第1次 問題点の整理 調査方針の策定	第2次 最適開発計画の策定	第3次 予備設計 環境影響評価 経済財務分析 ドクト・ファイナルポート作成			
報告書の提出		インベリゲン 進捗報告書	プログレス	インテリム	ドクト・ファイナル	ファイナル	

第2章 調査の背景

第2章 計画の背景

2.1 ハンガリー経済の概況

ハンガリーは近隣の社会主義諸国よりも市場経済の導入に踏み切った時期は早かった。しかし、資本の民主化が不徹底であったため、1990年以前の改革は早晩挫折せざるを得なかった。

1990年以降の主要経済指標は表2.1.1の通りである。1990年春に登場した非社会主義政権は全面的に市場経済への移行に取り組んだ。同時に、財政支出抑制、税収向上に取り組んだ結果一応の成果をおさめ、1990～1992年には対外経常収支がプラスとなった。しかし、このマクロ経済の安定は長続きせず、経済状況は悪化の方向に向かった。

1994年5月の選挙によって誕生した社会党を中心とする連立政権は、1995年3月に包括的経済調整プログラムをまとめ実施した。歳出抑制と構造改革を中心とするこのプログラムは、これをまとめた Bokros 大蔵大臣が1996年2月に辞任した後も継続された。1996の実質GDPの増加は、内外需要の軟化により前年の2.5%を下回ると見られている。

Table 2.1.1 Major Economic Indicators

Year	1990	1991	1992	1993	1994	1995e	1996f	1997f
Real GDP (HUF billion)	2,836	2,498	2,421	2,406	2,476	2,538	2,576	2,653
% change	-3.5	-11.9	-3.1	-0.6	2.9	2.5	1.5	3.0
GDP deflator % change	26.0	36.4	21.6	21.3	19.5	25.7	22.5	16.8
Goods Exports: volume % change	13.2	28.2	1.0	-14.4	16.6	8.4	5.8	7.2
Goods Imports: volume % change	6.4	64.7	-7.6	19.6	14.5	-4.0	2.1	6.3
Trade Balance (\$ million)	348	189	-49	-3,247	-3,635	-2,442	-2,100	-2,200
Current Account Balance	127	267	324	-3,455	-3,911	-2,480	-1,900	-2,100
Convertible Currency External Debt	21,327	22,353	21,627	24,782	28,763	31,713	29,567	30,974
Exchange rate, end period (HUF/\$)	61.4	75.6	84.0	100.7	110.7	135.9	160.7	177.9
Nominal effective rate (1990=100)	100.0	86.9	78.4	73.0	62.8	47.9	41.0	35.7
Exchange rate, end-period (Yen/\$)	134.4	125.2	124.8	111.9	99.7	103.4	106.0	95.2
Lending rate (%)	28.8	35.2	33.1	25.4	27.4	32.6	--	--
Deposit rate (%)	24.7	30.4	24.4	15.7	20.3	26.1	--	--
\$ LIBOR (%)	8.4	6.1	3.9	3.4	5.1	6.1	5.1	4.6

Source : IIF Country Report, June 28, 1996

しかし、この経済安定化政策は第一段階に過ぎず、長期的な視点に立った構造的な経済改革を継続が必要であり、主要な施策の中でも、最も重要なものは企業と銀行の民営化を一層加速することであると見られている。

1995 年 6 月に新民営化法が発効し、これにより国の株式所有比率の下限が引き下げられた。この結果、1993 年から 1995 年前半まで停滞していた民営化プロセスは、1995 年の後半になり加速した。公共エネルギーや通信、薬品等分野において民営化が実施され株式売却に伴う収入は 4,500 億フォリント（約 35 億ドル）に上り、そのうち、30 億ドルは外資であった。この結果、同国の民営化達成度は 30%を超えた。同国の民営化すべき資産は、国家の所有が継続される 24 億ドルを除き、約 60 億ドルに上る。

2.2 ハンガリーのエネルギー・電力事情

2.2.1 エネルギー・電力政策

エネルギー政策の立案と調整は産業・通商・観光省 (IKIM) の責任下にある。現在のハンガリーのエネルギー政策は、1993 年に国会で承認されたものであるが、その骨子は以下の通りである。

- ・ エネルギー供給の安全性を高めるため、エネルギーの輸入先を多様化し、エネルギーの備蓄量を増やす。
- ・ 可能な限り低コストでエネルギーを供給する。
- ・ エネルギーの供給と消費の効率を高める。
- ・ 上記事項は環境保全対策を改善しつつ実施する。
- ・ 再生可能なエネルギー源・資源の利用の比率を高める。
- ・ エネルギーの料金・課金が生産・供給コストに比例するように市場経済的な条件を導入する。
- ・ EU の基準や要件と調和した法律や規則を整備する。
- ・ 民主社会にふさわしく、決定を公表し明瞭にする。

ハンガリー政府は上記政策を精力的に実施してきた。ハンガリーは EU への加盟のため努力中であるが、エネルギー分野では、加盟国としての要件のほとんどは既に法制化されている。

1995 年 12 月に新環境保護法が発効した。これに伴い、大気汚染物質の排出基準など環境の保全や汚染防止に関わる規則・基準は EU 諸国並みに厳しくなりつつある。発電所の場合、これらの環境規制により全国の約 7,400MW の発電設備の大部分は現状のままでは運転できなくなり、設備の近代化が絶対的に必要となっている。

1995 年の新民営化法が発効以来、ハンガリー政府は国営エネルギー企業の民営化を進めている。新民営化法の主な目的は、エネルギーの供給・消費システムを経済的に合理化すると共に、環境保全上の要求に合致した近代的設備の設置を促進することにあるといえる。

1995 年末には国営エネルギー関連企業のうち、全配電会社（6 社）、2 発電会社、全ガス供給会社（5 社）、およびハンガリー石油・ガス会社（MOL）の株が部分的に売却され、以後もこの民営化プロセスが進行中である。

このプロセスが予定どおり進むと、電力分野では1997年末までに、Paks 原子力発電会社と全国送電網会社 (OVIT) を除き、ハンガリー電力会社 (MVM) の傘下にあった7発電会社と6配電会社はそれぞれ独立した民間企業となる。MVMは発電会社から電力を買って全国送電網に受け入れ、これを配電会社に売るが、これらは契約にもとずいておこなわれる。

MVM の株も一定部分はこれらの投資家に売却されるが、主株主は依然として政府であり、MVMはOVITとPaks 原子力発電会社の過半数の株を保有する。このような電力事業の枠組みは、国家的な利益を保証しつつ、電力の生産・供給の効率を高めることを意図したものである。

2.2.2 エネルギー・電力需給

(1) 全エネルギー源

表2.2.1および図2.2.1に1985年から1995年までのハンガリーにおけるエネルギー源の収支を示す。1985年まで増加していたエネルギー供給量は、経済停滞により1989年以後大幅に減少した。しかし、1992～1994年の最低水準から、1995年にはわずかながら増加に転じた。ネットの輸入量（輸入－輸出－ストック）は、1990年には全供給量の50%を超えたが、概ね47～48%程度を保っている。輸入は石油（原油、精製油）と天然ガスがその殆どを占めている。

Table 2.2.1 Trend in the Total Energy Source Balance

(Unit : PJ)

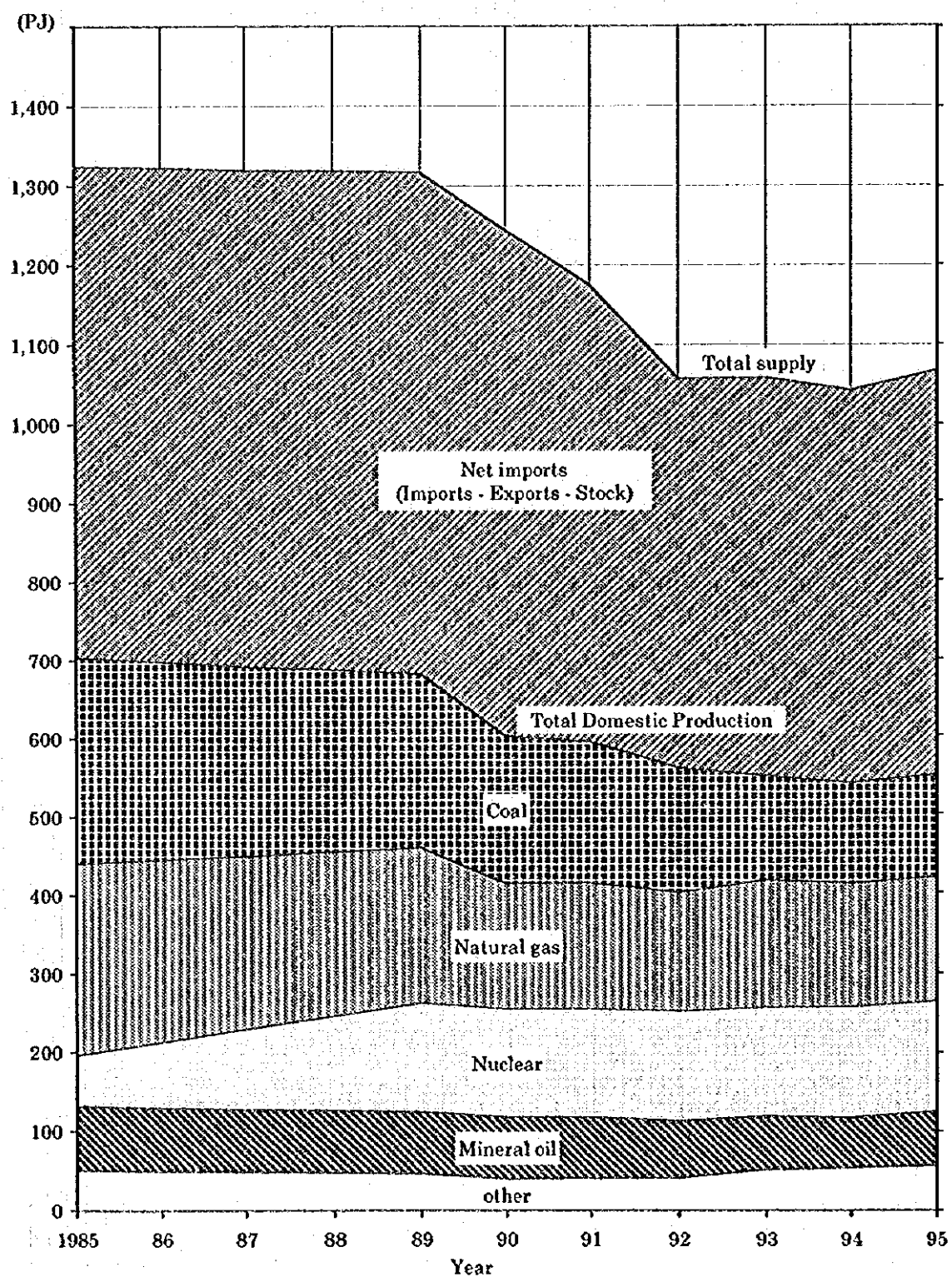
	1985	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Domestic production	703.6	682.7	603.4	596.0	563.1	552.9	543.5	553.9
Coal	263.1	221.7	188.2	180.1	159.1	132.9	128.1	130.1
Mineral oil	80.5	78.2	78.5	77.7	72.5	67.8	64.4	68.4
Mining PB gas	10.5	11.1	10.2	9.8	10.2	10.4	10.4	11.3
Natural gas	244.3	197.7	159.6	160.2	151.3	162.9	157.2	158.6
Gasoline	24.5	20.0	16.1	15.5	16.0	15.9	15.5	16.1
Electricity (nuclear)	64.8	138.9	137.3	137.3	139.6	138.0	140.5	140.3
Electricity (hydro)	1.5	1.6	1.8	2.0	1.6	1.7	1.6	1.6
Firewood	14.4	13.5	11.7	13.4	13.3	13.7	14.0	15.9
Others						10.0	11.5	11.6
Imports	705.3	730.1	724.7	617.0	537.1	597.9	578.1	609.4
Sources total	1,408.8	1,412.8	1,328.1	1,213.0	1,100.9	1,150.8	1,121.6	1,163.3
Exports	66.9	85.3	70.8	49.0	58.7	74.1	91.4	87.5
Change in stocks	+18.0	+11.2	+13.1	-11.0	-14.9	+18.4	-12.4	+8.7
Supply total	1,323.9	1,316.3	1,244.2	1,175.0	1,057.1	1,058.3	1,042.6	1,067.1

Sources : MVM Statistical Data 1994 (April 1995), 1995 (June 1996).

Statistical Yearbook of Hungary 1992, Central Statistical Office, 1993.

Annual Report 1992, National Bank of Hungary, 1993.

The data for 1995 were provided by IKIM.



Source : Drawn from Table 2.2.1

Figure 2.2.1 Trend in the Total Energy Source Balance in Hungary

(2) 発電と電力消費

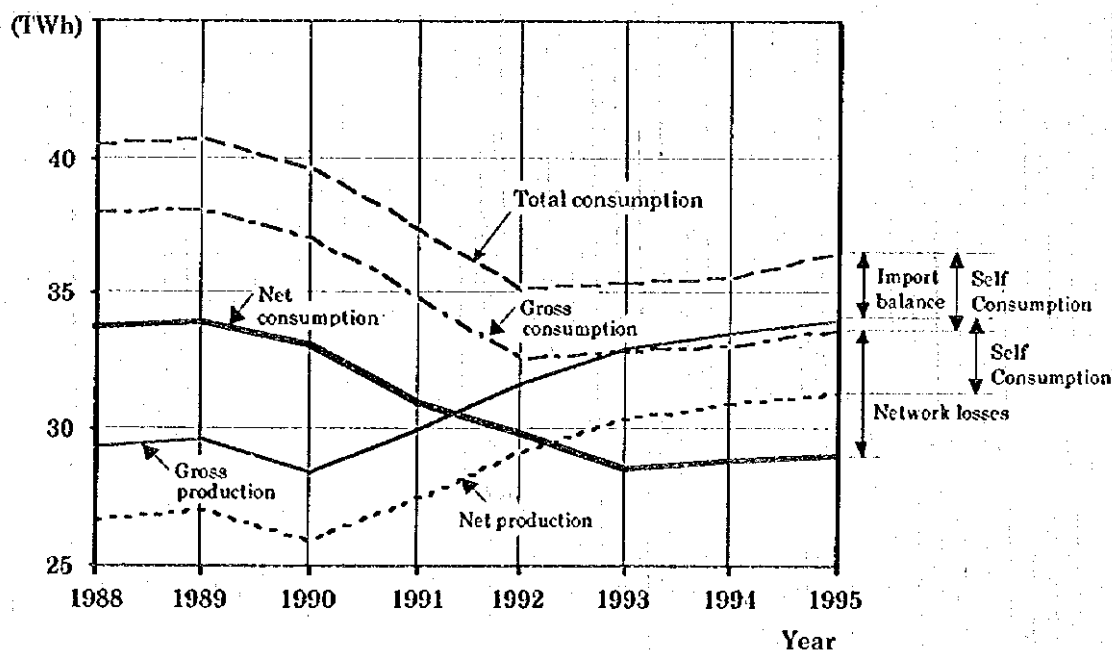
表 2.2.2 および図 2.2.2 にハンガリーにおける発電量と電力消費量の推移を示す。

Table 2.2.2 Trend of Electric Energy Production and Consumption

(Unit : TWh)

Year	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
1. Gross production	29.33	29.58	28.44	29.96	31.69	32.92	33.52	34.01
2. Self consumption of P.P.	2.57	2.60	2.54	2.50	2.57	2.56	2.56	2.75
3. Net production (1-2)	26.66	26.98	25.90	27.47	29.12	30.35	30.96	31.29
4. Import balance	11.29	11.08	11.15	7.35	3.47	2.48	2.03	2.41
5. Total consumption (1+4)	40.53	40.67	39.58	37.31	35.15	35.39	35.55	36.44
6. Gross consumption (5-2)	37.95	38.07	37.05	34.82	32.59	32.83	32.99	33.69
7. Network losses	4.22	4.14	4.04	3.87	2.84	4.36	4.25	4.74
8. Net consumption (6-7)	33.74	33.94	33.01	30.95	29.75	28.47	28.74	28.95

Source : MVM Statistical Data 1995, June 1996.



Source : Drawn from Table 2.2.2

Figure 2.2.2 Trend of Electric Energy Production and Consumption

電力の全消費量 (total consumption) は 1989 年を境に 1992 年まで減り続けたが、以後わずかながら増加しつつある。一方、総発電量 (gross production) は 1990 年に一時的に減少したが、以後一貫して増加している。

そのため、電力の輸入超過量は急速に減少し、全電力消費量に対する比率は 1990 年の 28% に対し、1994 年には 5.7% と最小となり、1995 年にはやや増加して 6.6% となった。

1995 年の総発電量 34.04TWh のうち、MVM グループの発電所が 33.20TWh (97.5%) を占める。

表 2.2.3 に MVM グループの発電所における発電用 1 次エネルギーの消費量を示す。1995 年では原子力が 42.3%、石炭類 25.9%、燃料油 16.5%、天然ガス 14.8% となっている。国産の褐炭とリグナイトは今後も発電用燃料として重要な位置にある。

Table 2.2.3 Consumption of Primary Energy in Power Plants of the MVM Group

	1985 年		1995 年	
	GWh	%	GWh	%
褐 炭	4,402	17.0	3,633	10.9
リグナイト	3,786	14.7	4,157	12.5
黒炭副生品	713	2.8	825	2.5
石炭小計	8,901	34.5	8,615	25.9
燃料油	4,504	17.4	5,477	16.5
天然ガス	5,781	22.4	4,917	14.8
小 計	10,285	39.8	10,394	31.3
化石燃料計	19,186	74.3	19,009	57.2
水 力	165	0.6	164	0.5
原子力	6,480	25.1	14,026	42.3
合 計	25,821	100	33,199	100

Source: MVM Statistical Data 1995, June 1996.

2.3 電力設備

ハンガリーにおける電力設備の概要を図 2.3.1 に示す。

1985 年以來の発電設備容量を表 2.3.1 に示す。1995 年の総設備容量は 7,403MW である。この大部分を占める MVM グループの発電所の一覧を表 2.3.2 に示す。電源別の設備容量は、火力 73.7%、原子力 25.7%、水力 0.6% となっている。

ハンガリー国内の送電系統は 400kV、220kV および 120kV で構成されている。750kV 送電線はウクライナに至る連系用として使用されている。図 2.3.2 にハンガリーの送電および主要配電網を示す。配電は 6 配電会社が地域別に担当している。

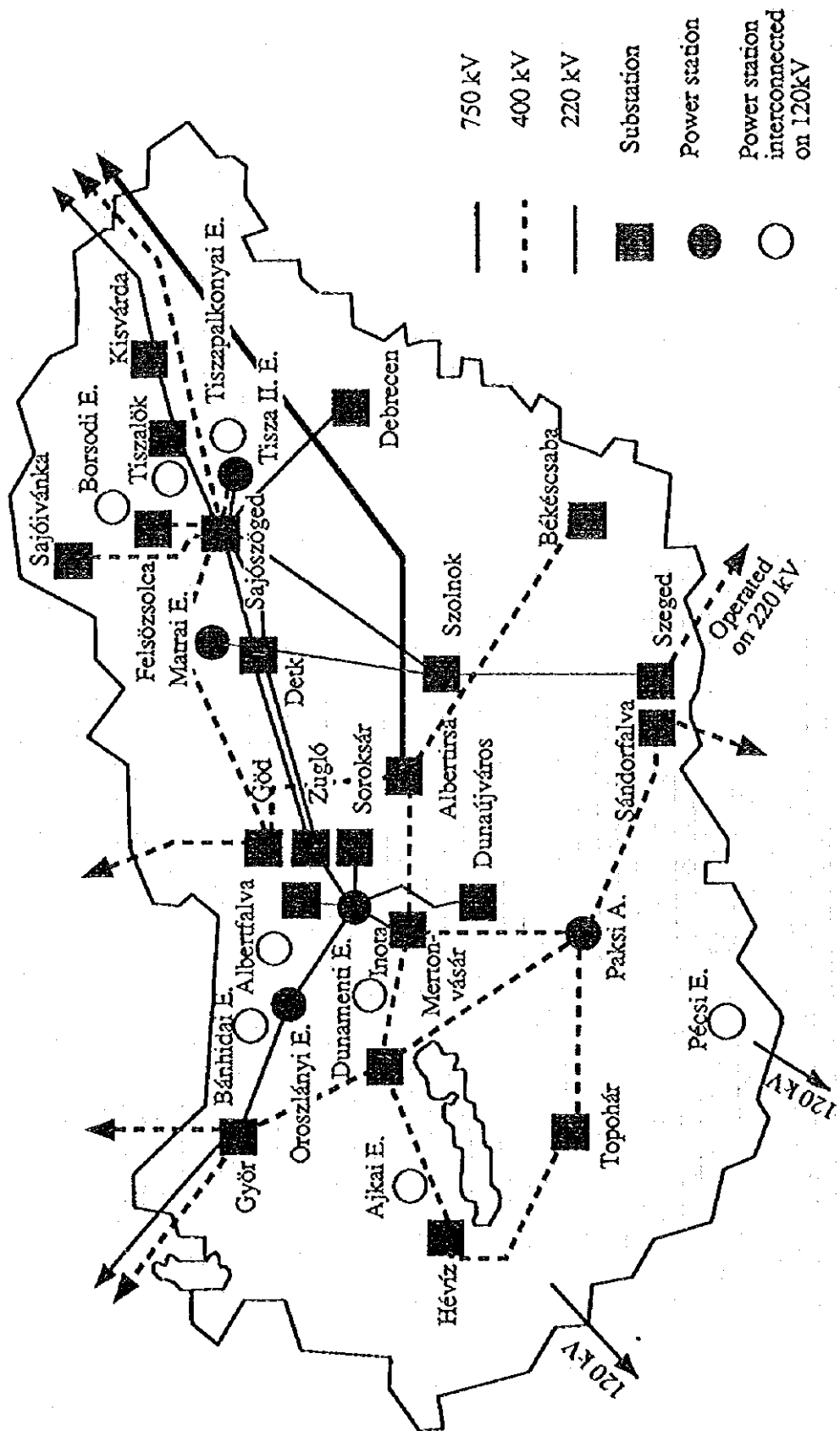


Figure 2.3.1 Basic Network System and Power Stations

Table 2.3.1 Power Generation Capacity in Hungary

Year	Commissioned Capacity (MW)	Available Capacity (MW)
1985	6,220	5,922
1986	6,680	6,368
1987	6,924	6,704
1988	7,172	6,907
1989	7,168	6,784
1990	7,184	6,812
1991	7,193	6,704
1992	7,278	6,662
1993	7,404	6,566
1994	7,317	6,676
1995	7,403	6,832

Source: MVM Statistical Data 1995, June 1996.

Table 2.3.2 Existing Power Stations of the MVM Group

Power station	Fuel	Units, turbines			In the year of 1995		
		Number	Capacity of each, MW	Total electricity capacity, MW	Nominal heat Capacity, MW*	Electricity generation, GWh	Heat supply, TJ
1. Ajka	coal	6	3×30+12+10+19	132	157.8	572	3,073
2. Borsod	coal	9	4×30+4+4.5+10+12+21	171	159.9	463	2,700
3. Budapest	hydrocarbon	16	min. 1.3 - max.32	294	1,243.0	696	14,886
4. Dunamenti	hydrocarbon	12	6×215+3×150+40+2×20	1,820	456.0	5,025	2,423
4. Dunamenti GT	hydrocarbon	1	145	145		1,082	5,887
5. Mátrai	lignite	5	3×200+2×100	800	22.5	4,328	178
6. Inota	coal	4	2×20+12	72	38.1	100	500
6. Inota GT	oil	2	2×85	170	—	1	—
7. Oroszlány	coal	4	1×55+3×60	235	27.0	1,479	347
8. Paks	nuclear	8	8×230	1,840	29.0	14,026	605
9. Pécs	coal	5	2×60+2×35+30	220	300.0	917	2,942
10. Bánhida	coal	1	100	100	7.5	479	105
11. Tiszapalkonya	coal	7	1×50+13+15+7+3×55	250	149.4	656	1,574
12. Tisza II.	hydrocarbon	4	4×215	860	—	2,997	—
13. Kisköre	hydro	4	4×7	28	—	85	—
14. Tiszalök	hydro	3	3×3.8	11.4	—	43	—

* Available maximum.

Source: Ibid.

2.4 電力需要の見通し

1990年代の社会主義市場の突然の崩壊は、深刻な景気停滞をもたらし、現在ハンガリーは経済構造改革の真只中にある。この状況下で将来のエネルギー需要を正確に予測することの困難性を認識しつつ、ハンガリー政府は、長期的な経済成長率を年率平均1~3%とし、これに相応のエネルギー需要の増加が伴うものと予測している。この結果、エネルギーの全消費量は1995年の1,063 PJから2010年には1,150~1,330 PJに増加すると予測している。

電力消費とこれに必要な発電容量は表2.4.1に示すように予測している。

Table 2.4.1 Electric Power Demand Forecast by IKIM

	1995	2000	2005	2010
電力消費量 (TWh)	36.5	37.0~40.0	40.0~44.4	43.3~49.3
名目発電容量 (MW)	7,536	8,130	8,630	9,100
実質発電容量 (MW)	7,400	7,830	8,330	8,800

出典：IKIM、1997年1月

図2.4.1に電力消費量の過去の実績と上記予測値を示す。

表2.4.1および図2.4.1に示すように、将来の電力需要は経済成長の速度によりかなり差がある。しかし、電力需要が最低のシナリオの場合でも需要は着実な増加を見込まれること、電力をできるだけ輸入に頼らないこと、また既存発電設備の多くは環境上の要求からここ10年程度の間にそのままでは稼働できなくなることから、新規ユニットの建設と既存ユニットの近代化は絶対的に必要である。

原子力発電所の新設には様々な社会的困難が伴うことから、火力発電に多くを頼ることになる。炭鉱を保有する発電企業にとっては、石炭を低コストで得られるメリットと、環境保全対策に必要なコストを勘案し、できるだけ自前の石炭を利用し得る発電設備の導入を追求することは重要な意味を持つものである。

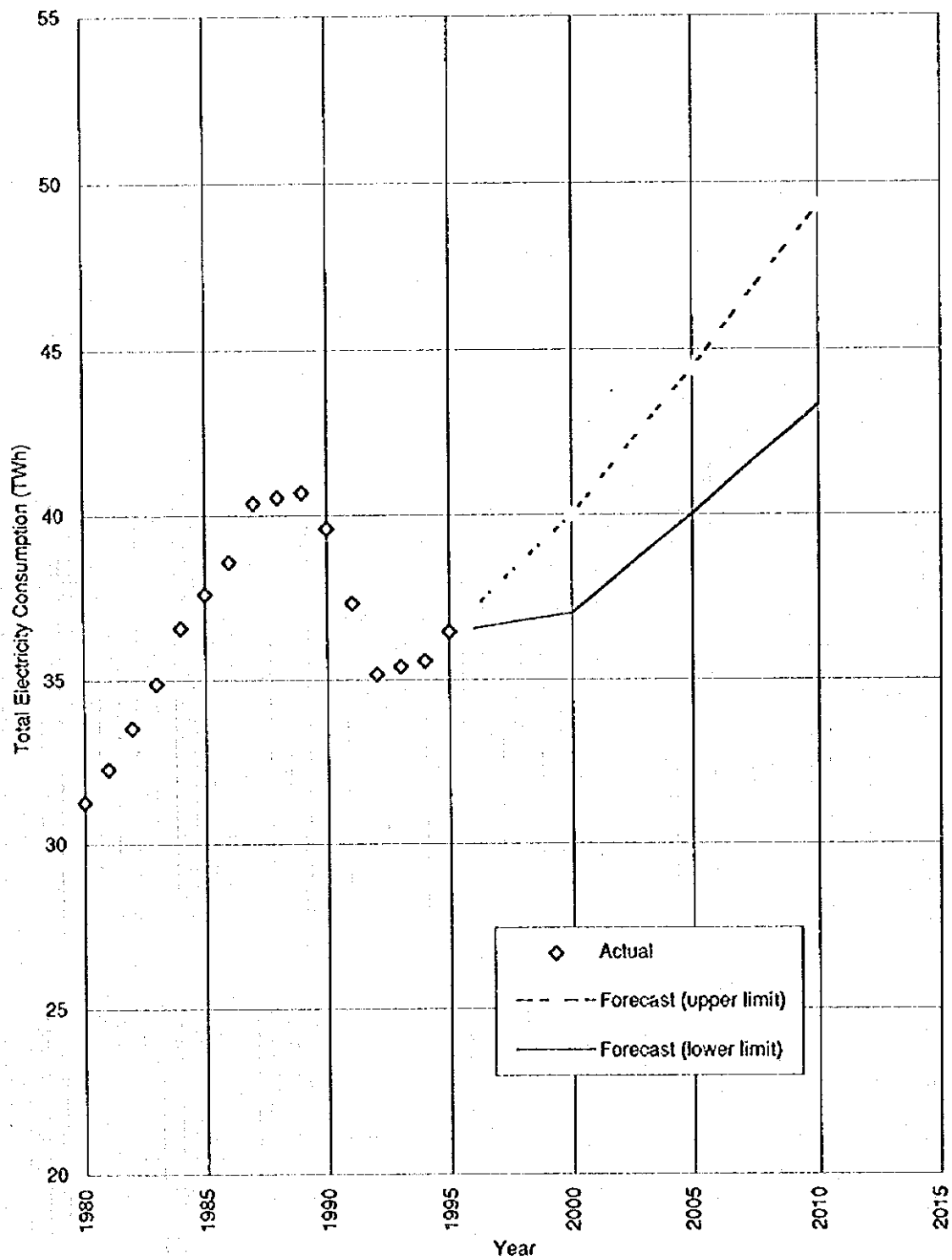


Figure 2.4.1 Electric Power Demand Forecast by IKIM

2.5 ボルショド発電所の概要と既往の再建計画

2.5.1 発電所の概要

ボルショド発電所は、1957年この地域の褐炭を利用する発電所として設立された。当初の目的は発電であったが、後にボルショド化学工場（BCP）が稼働を始めると、発電所はBCP社とKazincbarcikaの近郊地域に熱供給も行うようになった。

熱需要の増大に伴い、本来は復水発電用に向けられる熱容量は益々蒸気・温水の供給に割愛されるようになった。現在では復水容量が低下し、また新しく導入される厳しい排出基準を満足することができなくなったため、発電用に新しいユニットを増設すること、および既設ユニットの一部を改造して、工業用および住居用の蒸気・温水などの熱供給を確保することが計画された。

(1) ボイラ

発電所の閉鎖型ボイラ・ハウスには、能力100t/hのボイラが10基ある。製作はMHDで必要な付属品はすべて装備されている。主要な仕様を表2.5.1に示す。

ボイラのうち8基はBorsod-100-Mタイプで、残りの2基はBorsod-100-Rタイプである。これらは微粉炭燃焼用で、ガスとオイルの補助用燃焼装置も備えてある。

表2.5.2に示すように、1978年～1988年の間に、ボイラの改造は4段階で行われた。ここ数年は4台のボイラNo.5、6、7、8は作動しておらず、適切メンテナンスもこれらのボイラーについては行われていない。

Table 2.5.1 Major Specifications of Existing Boilers

設計出力	t/h	100
蒸気温度	℃	500
ドラム圧力	bar	79.4
蒸気圧力 (出口)	bar	74.5
許容圧力	bar	82.32
最大出力 (2×3 hours)	t/h	110
負荷レンジ (自動)	%	50～100
給水温度	℃	190
オイル種類	—	TI 5/20
発熱量	kJ/m ³	33,937

Table 2.5.2 Operational State of Existing Boilers

ボイラ No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
建設年 (年)	1955	1955	1955	1955	1955	1956	1956	1956	1957	1957
改造年 (年)	1982	1981	1980	1978	1979	1980	1983	1984	1988	1986
現状	稼働				休止				稼働	

(2) タービン

現在 9 基の蒸気タービンが設置されており、その主要な仕様は表 2.5.3 に示す通りである。

Table 2.5.3 Specifications of Existing Turbines

No.	製 作	タイプ	出 力	消費量
I ~ IV	LANG BBC	復水式	32 MW	130 t/h
V	LANG Works	復水／抽気式	25 MW	112 t/h
VI	LANG Works	抽気背圧式	12.5 MW	200 t/h
VII	LANG Works	抽気背圧式	5.3 MW	90 t/h
VIII	LANG Works	抽気復水式	6 MW	30 t/h
X	LANG Works	抽気背圧式	10 MW	90 t/h

これらタービンの稼働状況を表 2.5.4 に示す。

Table 2.5.4 State of Existing Turbine Generators

タービン発電機 No.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	X
建設年 (年)	1955	1955	1955	1956	1980	1978	1957	1960	1968
全面検査年 (年)	1993	1994	1990	1991	1994	1990	1994	1987	1988

2.5.2 既往の再建計画の概要

ボルショド発電所の再建に関する MVM/EGI の F/S は 1993 年 12 月に完了し、以下のレポートおよびその付属レポートに全容が記述されている。

“Tisza Power Plant Ltd., Borsod Power Plant, 150 MWe Unit, Detailed Feasibility Study”,
December 1993, Client: MVM Rt., Consultant : EGI Rt.

再建計画の目的は以下のとおりである。

- 1) 発電能力を增強し、全国電力システムの需要に応える。
- 2) 発電所が負っている地域への長期的な熱供給の責任を果たす。

このため、以下の新設・改善を行う。

- 1) 現在の発電所敷地内に発電容量 150MW の設備を新設し、主として発電に用いる。
- 2) 現有のボイラ、タービン等のうち、比較的良好な状態にあるものを改造・修理し、主として地域の熱供給に用いる。

新規ユニットの最も重要な要素は 460t/h の CFBC ボイラである。燃料として国産の褐炭と輸入炭を用いる。新設する主要設備の諸元を表 2.5.5 に示す。

Table 2.5.5 Major Specification of the Facilities for the New Unit

設 備	主な仕様	備 考
ボ イ ラ	蒸気量 : 460/430 t/h 蒸気圧 : 165/45 bar 蒸気温度 : 540/540℃	再熱式流動床 CFBC 型
タービン	定格出力 : 150 MW 蒸気温度 : 535/535℃ 蒸気圧力 : 160/43 bar	抽気、再熱、復水型 車室：高／中／低圧の 3 車室 抽気段落：7 段
発 電 機	発電端出力 : 150 MWe 回転数 : 3,000 rpm	

注) 非常用として 400KW 出力のディーゼル発電装置も設置する。

新規ユニットが発電に専念する場合でも、契約熱需要 (241 MW) を満たすことができるように、表 2.5.2 に示した既存のボイラ 10 基のうち、Nos.5、7、9、10 の 4 基を排出基準を満足するように改造し、他は廃棄または 2001 年まで待機とする。

タービン発電機については、表 2.5.4 に示した 9 基のうち、Nos.V、VI、VII、X の 4 基を修理して継続使用し、他は休止または廃棄する。

第3章 ボルショド発電所の 最適開発計画の検討

第3章 ボルショド発電所の最適開発計画の検討

3.1 発電容量と熱供給容量

3.1.1 新設ユニットの発電容量

第2章で述べた通り、ハンガリーの電力開発に関わる状況は以下の通りである。

- 1) 全国的な電力需要は将来に向けて着実に増加することが見込まれる。
- 2) 既存の火力発電ユニットの多くは老朽化して発電効率が低下している上、2004年から適用される厳しい排出基準を満足できないため、現状のままでは閉鎖を余儀なくされる。
- 3) そのため、全国的に既存の発電所の再建が急務となっている。
- 4) 政府の民営化政策により、発電所の近くにある炭鉱は発電会社が経営することとなったため、そのような発電会社は自前の石炭をできる限り利用する必要がある。

このような状況に対処するため、政府は全国的な発電所の開発戦略として、今世紀中は主としてガス火力発電プラントを建設するが、炭鉱近くの数箇所の発電所に国産炭による150MW級の発電ユニットを新設する必要があるとしている。これら150MWユニットは、広範囲の出力制御を行い得るブロード・ロード発電ユニットと位置付けられている。

MVMが計画したボルショド発電所における150MWユニットの新設は、上記の政策に添ったものであり、コンサルタント(EGI)によるF/Sも1993年に行われて基本的に政府の認可を得ている。

当調査は、新設部分については上記EGIのF/Sのレビューと必要な修正を行うものであるが、これまでの経緯を踏まえ、ユニットの発電容量は150MWとする。但し、地域的または全国的な電力需要に更に応えるため、将来は増設することもあり得るので、プラントのレイアウト計画ではその可能性に配慮する。

3.1.2 熱供給容量

ボルショド発電所は周辺の工場および住宅団地に工業用蒸気と暖房用の熱を供給している。企業の中には自家発電や自家給熱を検討しているところもあり、将来の熱需要量を正確に予測するには困難な面もある。

表3.1.1にボルショド発電所の1994～1996年の熱エネルギー(蒸気および熱)の実績供給量、および1997年の計画供給量を示す。

Table 3.1.1 Actual and Planned Amount of Heat Supply

Unit : TJ

Form of Heat		1994	1995	1996	1997 (Plan)
Steam	29 bar	1,980	1,831	1,798	1,805
	15 bar	44	52	89	116
	6 bar	123	155	220	225
	Sub-total	2,148	2,038	2,107	2,145
Hot Water		623	615	634	599
Heat Total		2,771	2,653	2,741	2,744

Source : Borsod Power Plant, January 1997.

熱エネルギーの供給量は、1994～97年の4年間では1995年の2,653 TJが最小、1994年の2,771 TJが最大で、極めて安定的に推移している。

1993年のEGIのF/Sでは、表3.1.2に示す1993年の予想需要量に基づき、改善すべき既存ユニットの容量を検討している。

Table 3.1.2 Heat Demand for Planning

Peak Demand (MW)		Heat Delivery (TJ)		
		Winter	Summer	Total
29 bar steam	120	1,211	379	1,590
15 bar steam	9	124	16	140
6 bar steam	34	342	108	450
Steam sub-total	163	1,677	503	2,180
Hot water	78	515	85	600
Heat total	241	2,192	588	2,780

表3.1.2の数字は表3.1.1の最近の数字とも極めて近いので、本調査では熱供給容量は241 MW、年間需要量は2,780 TJとして既存設備の改善を検討する。

3.2 新設ユニットのボイラ形式の選定

3.2.1 選定のための条件

(1) 基本的考慮事項

1) 背景

ハンガリー国の発電システムは、以下のような 3 種の異なるタイプの発電ユニットを使用している。

- i) ベースロード発電ユニット : 運用時間 6,000~7,000 h/a
- ii) ブロードロード発電ユニット : 運用時間 3,000~5,000 h/a
- iii) ピークロード発電ユニット : 運用時間 max.1,000 h/a (夜間ピーク)

現在、電力システムは、出力 200 MW ユニットを使って、需要時の変化に対応している。これらの広範囲の制御に適した発電プラントユニットは、短時間で出力を増減させることができるが、負荷の大きな変化は設備を消耗させるため、メンテナンスの必要性が増大し、寿命が大幅に短縮される。

このため、ローカル炭による最高 150 MW の出力のフレキシブルな復水発電ブロックが 2000 年以降に必要とされることを明記した戦略が開発された。

戦略は、まず、HFB ボイラの使用が考えられたが、2004 年以降の排出規制では、このタイプのボイラが適応できないことが明らかになった。これに対し、PCF+FGD は排出基準を満たすことはできるが、FGD はボイラ負荷の連続的な変化に追従することにはやや難点がため、CFB ボイラの採用が検討された。

2) 形式選定の基本的考慮事項

新設ユニットのボイラの形式は以下の基本的考慮にもとづき選定する。

- i) Borsod 炭を主要燃料とする。
- ii) 2005 年から適用される排出基準を満足する。
- iii) 既存技術を用いて最少費用で建設する。
- iv) 既存の F/S レポートを極力利用する。

(2) 新設ユニットの機能条件

1) 新設ユニットの責務

新設ユニットの負うべき責務は以下の通りである。

- i) 全国電力システムに電力を供給する。
- ii) 発電所周辺地域への熱供給を行う。

2) 発電出力と熱生産量

新設ユニットの発電出力と熱供給量は以下の通りである。

- i) 発電機出力 150MW 1ユニット
- ii) 熱生産量 130MW

3) 設計燃料と石灰石

新設ユニットの燃料と石灰石は以下の通りである

- i) Borsod 炭+輸入炭（熱量ベースで 50：50%）：Table 3.5.7 参照
- ii) 天然ガス：Table 3.5.9 参照
- iii) 燃料油：Table 3.5.10 参照
- iv) 石灰石：Table 3.6.1 参照

4) 設備年間利用時間

新設ユニットの年間利用時間は、運用異常等を考慮し 6,000 h/y とする。

- i) 理論最大利用時間 : 7,200 h/y
- ii) ベースロード : 6,000 h/y
- iii) ブロードロード : 4,000 ~ 6,000 h/y

5) 適用される排出基準

2004 年から発効が予定されている固体燃料の排出基準値を表 3.2.1 に示した。なお、SO₂ の基準値は次の式により求めることができる。

$$2,400 \cdot 4 \times P_{th} \quad \text{----} \quad P_{th} = 382 \text{ MW}$$

Table3.2.1 Emission Standards for Solid Fuels (2005)

Pollutant	Concentration (mg/m ³)
Soot & dust	50
CO	250
NO _x (as NO ₂)	400
SO ₂ (382MWth)	872
HCl	100
HF	15

注) これらの規制値は排ガス中の酸素濃度 3%、0℃、1 気圧に換算した値である。

3.2.2 ボイラ形式の選定

ボイラの形式として、既存の F/S で選定された CFB ボイラと微粉炭燃焼 (PCF) + 排煙脱硫 (FGD) の 2 形式を検討する。なお、環境保全の観点から見た各種の燃焼設備技術については、6 章に示した。

(1) CFB ボイラ案

1) 大容量 CFB ボイラ技術の状況

現在実用化されている CFB は中小規模の燃焼設備で、ほとんどのユニットは燃料として高発熱量の瀝青炭を使用しており、今回調査対象となっている Borsod 発電所のように大規模ボイラでは十分完成された技術とは言い難く、しかも Lyuko 炭のような低発熱量、高灰分の石炭を使用しているユニットは 1 ヲ所もない。今回の計画に類似した蒸発量 350 t/h 以上の大規模のものを選定し、使用燃料を調査した。

低発熱量のリグナイトもしくは褐炭をボイラ用燃料として使用している発電所は、以下に示す 3 箇所のみである。

Texas-New Mexico 電力会社の TNP-One (USA)

Provence 発電所 (フランス)

Goldenberg 発電所 (ドイツ)

調査の結果、TNP-One および Goldenberg では運転上における多くの問題が発見された。アッシュクローラを含むベッドアッシュ除去装置およびベッドアッシュによるノズルの磨耗、亀裂等が主要な問題点となり、また、灰の排出量が多くなるにつれて問題がより大きくなることが示された。一方、Provence P.P. では前 2 者の発電所の経験を生かし改良したこと、燃料中の灰分として CaO を 67% 含むことから、灰分に起因する故障は少ないことが示された (詳細はサポーティングレポートに示した)。表 3.2.2 にこれらボイラの特徴を示す。

Table 3.2.2 Features of investigated large scale CFB power plant

発電所	TNP-One(USA)	Provence P.P. (フランス)	Goldenberg P.P. (ドイツ)
製造メーカー	Combustion Engineering	Stein Industries	EVT Steinmüller
蒸気パラメータ	499 t/h	700 t/h	400 t/h
燃料	ワグナット/天然ガス	ワグナット/重油	Rhine 褐炭
運開	1990	1995	1992
燃料の性状			
低位発熱量(MJ/kg)	15.5	13.0	9.0
灰分(%)	15.5	28.0~32.0 (Cao 57%)	7.0
水分(%)	30.0	11.0~14.0	53.2
硫黄分(%)	1.0	3.7	0.5
燃焼室	約 125.5×11.0×46.0 m	—	—
石灰石の供給	有	不必要	有
サイクロン	4基、直径 6.4×22.5 m	—	—
EHE	有(2基)	有	無
集じん機	バグフィルタ	電気集じん機	電気集じん機
灰処理	機械式、水冷式スクリューコンベヤ	冷却装置付流動式	冷却装置付流動式
代替措置	100%天然ガス燃焼	重油燃焼	待機用として 145 t/h x 2 油燃焼ボイラを設置
建設費	150,000,000 USD	—	—

2) CFB ボイラ故障時の代替措置

各発電所は CFB ボイラの故障時の対策として以下の代替処置を持つ。

- i) TNP-One P.P. : 全容量を天然ガスでバックアップ
- ii) Provence P.P. : 全容量を天然ガス及び重油でバックアップ
- iii) Goldenberg P.P. : 故障時の代替用として 2 基の 145 t/h (全負荷の 70%) の燃料油燃焼ボイラを平行設置

3) CFB 技術を本プロジェクトに適用するための解決策

Borsod 発電所に CFB 技術を適用するに当たり、以下の技術手法を取り入れる。

a) 燃焼室から排出される灰の分離・リサイクルまたは EHE システムの適正負荷

燃焼室から排出される灰の分離・リサイクルまたは EHE システムの負荷量をすでに実証されている Provence 発電所の CFB ユニットと同程度まで削減する。Lyuko 炭と輸入炭を発熱量ベースで 1:1 の比率で混焼することによって、Borsod 発電所の新設 CFB ユニットで発生する灰の量を約 80 t/h から約 44 t/h に低減する。

b) 輸入炭の品位

混焼される輸入炭は、発熱量が25 MJ/kg以上、硫黄分が0.8～1.0%程度の高品位炭とする。

c) 石灰石供給装置

石灰石供給装置でもトラブルが頻発しているため、TNP-Oneで得られた教訓をボルショド発電所の新設CFBユニットにフィードバックする。

d) 熱負荷のバランス

SH、RH、灰分離・リサイクルまたはEHEシステムで行われるSHおよびRHの熱負荷のバランスに注意する。

e) 灰分離・リサイクルまたはEHEシステムの制御

灰分離・リサイクルまたはEHEシステム、燃焼室、一次空気ファンの間において密接な連携、分刻みあるいは秒刻みの調整を行うため、コンピュータを使用して、それぞれを監視し、フィードバックさせ、連動させる。

(2) PCF+FGD 案

1) PCF+FGD 案の概要

代替案として選定されたPCF+FGDは、数十年にわたりハンガリーで使用されてきた技術であるPCFボイラに、環境保全設備としてEPとFGDを備えた方式である。PCFユニットは世界中の発電所で運用されており、完成された技術で、最大800MWの出力が得られている。

FGDは乾式、湿式、半乾式の方式があるが、世界的には湿式FGDが主流で70%を占めており、完成された技術として評価されていることから、代替案では、この方式を検討した。図3.2.1～3.2.3にPCF+FGDシステム案の概要を示す。

2) 湿式FGDの特徴

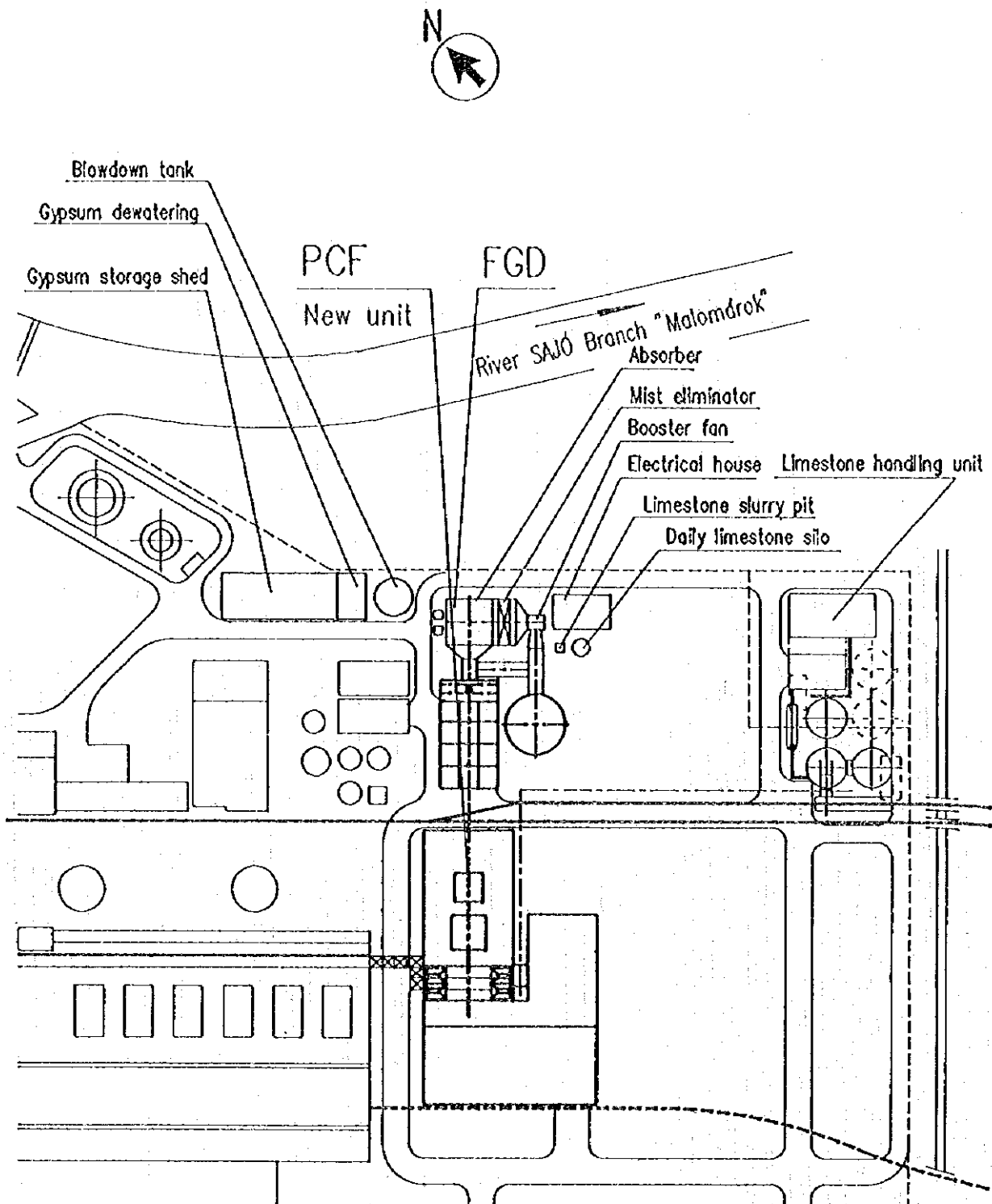
湿式FGDとして広く普及している石灰・石こう法には以下の特徴がある。

- ・ 高い脱硫効率(>90%)
- ・ どこでも大量かつ低価格で入手できる石灰石を脱硫剤として使用
- ・ 高いユーティリティおよび運用安全性
- ・ 副生物が再利用可能
- ・ 多数の参考文献、多くの導入経験
- ・ 大きなスペースが必要

- ・ 大量の水が必要
- ・ 高い投資コスト

(3) ボイラ形式の選定

上述の2案の主な比較分析の結果を表3.2.3と表3.2.4に示す。Borsod 発電所の基本的条件を考慮し、燃焼設備としてCFB+EHEおよびPCF+FGDを比較すると、イニシャルコストの面でも耐用期間におけるランニングコストの面でも、CFB+EHEの方がより優れていると判断されるので、この案を採用する。



0 10 20 30 40 50m

Figure 3.2.1 Layout of PCF+FGD boiler

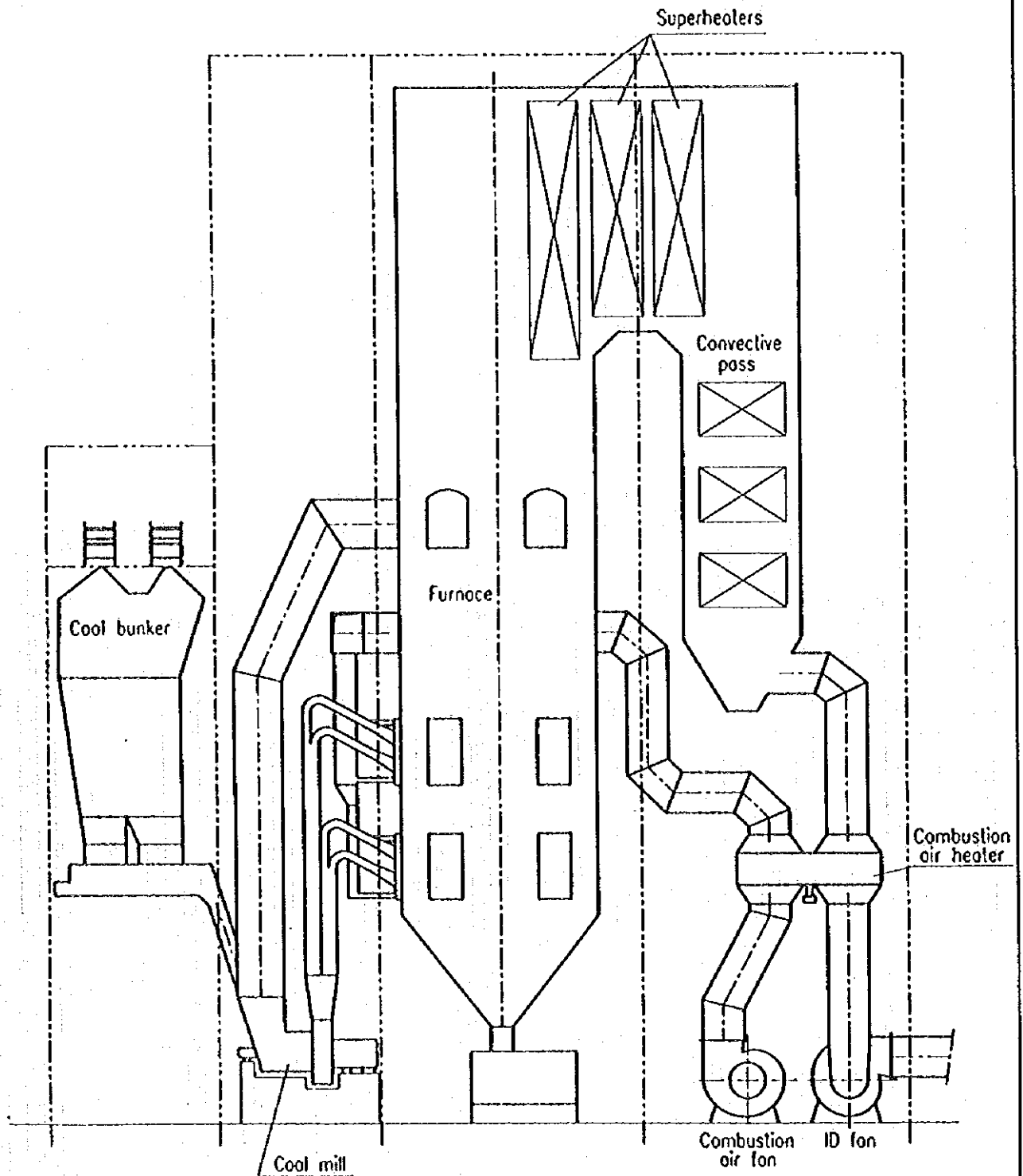


Figure 3.2.2 Side view of PCF boiler

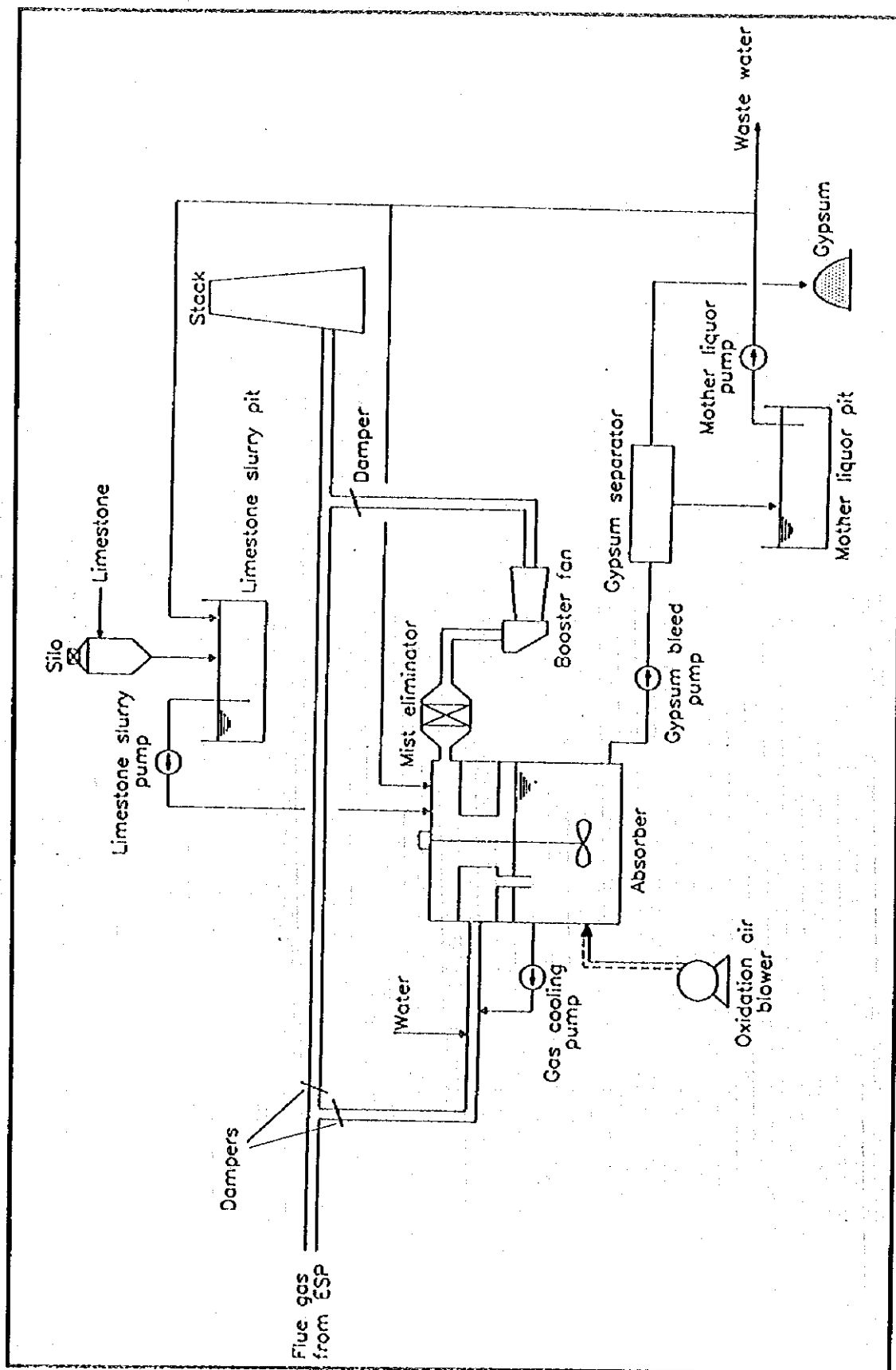


Figure 3.2.3 An example of FGD flow diagram

Table 3.2.3 Comparison of CFB+EHE and PCF+FGD (1)

	CFB+EHE	PCF+FGD
原理	- ペレット・石炭・石灰石粉末からなる流動媒体が攪拌混合し、飛散媒体はサイクロンにより燃焼室内に再循環される。基本的に、伝熱は燃焼室内の対流伝熱面により行われる。 - 脱硫は燃焼室内で行われる。	石炭はミルにより微粉化され、排ガスにより乾燥される。乾燥微粉炭は、乾燥排ガスにより輸送され、高温燃焼される燃焼室に噴射される。
燃料炭種	ワナ付、褐炭、無煙炭、材木・ス、木材等発熱量が広範囲	ワナ付、褐炭、無煙炭
粒径	設計により 0.1~40 mm	200メッシュで最低 75 %、0~10 mm
付着水分	燃料供給におけるトラブルを回避するため低くする。	燃料供給におけるトラブルを回避するため低くする。
流動媒体	ペレット・石炭・石灰石粉末、石炭、砂	—
脱硫剤	石灰石粉末、粒径 0.1~3.0 mm	—
性能		
燃焼室温度	770~860℃	1300~1500℃
過剰空気	1.2~1.3	1.2~1.3
燃焼効率	99%	99%
ボイラ効率	90.3%	86~88%
脱硫	石灰石を使用しての炉内脱硫	ボイラ下流部、湿式石灰石・石膏法による脱硫装置
脱硫率	>90%	>90%
Ca/S 比	2.0~3.0	1.05~1.1
NO _x の削減法	多段燃焼による低温燃焼	多段燃焼低 NO _x ボイラ
負荷変動率	3 %/分	3 %/分
最低負荷	MCR の 40 % 以下	MCR の 40 %
その他	- ボイラ出口排ガス温度が低い。 - 燃焼室温度の制御が容易 - スラッジは燃焼室内において生成されない。 - 所内比率は約 6~7 %	- ボイラ出口排ガス温度が高い。 - 多様な燃料バリエーションに対する適用性が良好 - 燃焼室はスラッジやカウリングの影響を受け易い。
構造		
燃焼室	ハグレンカール、下部は耐摩耗壁	ハグレンカール
空塔速度	5~15 m/秒	—
滞留時間	3~5 秒	1~5 秒
燃料供給	ビンから流動輸送、燃焼室又はペレット・石炭のサイクロン部に供給	乾燥ガスにより乾燥微粉炭が微粉炭ボイラに供給される。
石炭の処理	粉碎粒径の均一化後、燃焼室へ	粉碎、ふるい分け、混合後、コルマンへ
燃焼空気供給	複雑、多種のファン・ブローの使用	—
その他	ボイラ容量はサイクロンの数により増加できる。	燃料中の灰分・水分により多様な燃焼設備
実績		
開発年次	1980 年代	1960 年代
実績数	数百基、400 t/h を超える容量は数基	数千基、大型ユニットは発電所が大部分
最大容量	250 MW	600MW(Boxberg、Schwarze Pumpe で 800MW)
将来	400~600 MW クラスまで開発	
技術レベル	通常小中規模ユニット、大容量ユニットはパイロットプラント数ヶ所	50~800 MW の発電所で通常の使用
信頼性	- サイクロン・燃焼室下部・EHE に磨耗の問題 - Lyuko 炭に対して実質的なダメージはない。	- 磨耗、腐食、FGD スケールの問題 - 高硫黄分の石炭に対して排煙脱硫の実績がない。

Table 3.2.4 Comparison of CFB+EHE and PCF+FGD (2)

	CFB+EHE	PCF+FGD
運転特性 負荷変動追従性 安全性 コールドスタート 安定性	良好 連続運転で良好 長時間 良好	良好 良好、FGD でスケール付着問題 短時間 良好
保守	磨耗問題が大部分	FGD の磨耗・腐食、吸収塔・配管の腐食・付着
副生物	・ ペット・アッシュ・フライアッシュの混合物(灰、石灰石、石膏等) ・ スラッジ捨て場に投棄、固化	・ フライアッシュと石膏が分離 ・ 生成石膏は利用可能
空間の占有	PCF+FGD より少ない。	FGD のためCFBより大きい。煙突が広い場合適用可能
設置時間	通常、燃料の知見がない場合、運開・調整時間が長くなる。	通常、高硫黄分の場合には、FGD の運転開始までより長時間を要する。
環境	・ 90%の脱硫率で排出基準クリア。 ・ 最終副生物の利用は研究を要する。	・ 90%の脱硫率で排出基準クリア。
技術の成熟度	適用可能であるが、低品位炭には対策が必要	適用可能、環境測定結果は受入可能、高発電高硫黄分の FGD の観点から、さらなる経験が必要
経済性 投資額 発電費用	155,957,400 USD 5.79 cent/kWh	171,270,950 USD 6.29 cent/kWh
経済評価	・ 良好 ・ 技術水準はやや開発要素が残る。 PCF+FGD に比較して 250 MW 容量まで経済的である。	・ ペース ・ 技術水準は CFB に等しい。 ・ 投資費用が高い。

3.3 新設ユニットのタービン・発電機形式の選定

(1) タービンの形式選定

1) 蒸気タービン

150MW タービンをボルショド発電所に新設するにあたり、串型複流排気型再熱タービン (Tandem Compound Double Flow : TCDF) を選定した。その選定理由は下記の通りである。

- (a) Tisza II 発電所の 210MW ユニットでも、これと同種の TCDF 型が採用されており、その運転、保守管理に習熟している。
- (b) TCDF 型タービンは世界で最も普遍的な形式として数多くのメーカーによって製作され、運転実績が豊富で最も信頼性の高い形式である。

このクラスのタービンには、従来 2 ケーシング・タイプと 3 ケーシング・タイプが採用されてきた。

- (a) 2 ケーシング・タイプは、高中圧タービンと低圧タービンとから構成されている。
- (b) 3 ケーシング・タイプは、高圧・中圧・低圧タービンがそれぞれ独立したケーシングを持っている。

本プロジェクトでは、保守点検の容易さと運転上の安定性を重視して、実績のある 3 ケーシング・タイプを採用する事とした。

2) ターボ発電機のローター支持法

ターボ発電機ローターの支持方法には、2 種類ある。一つは、ローターの両側に軸受けを持った 2 ベアリングサポート方式と、もう一つは隣り合ったローターを共通のベアリングで支持する方式で、これによってベアリングの数を減らす方法である。

本プロジェクトでは、据え付け・芯だし (センターリング) の方法、保守点検の容易さから判断して、2 ベアリング方式を選定することとした。

(2) 発電機の形式選定

新設の三相交流同期発電機には横置内筒回転界磁型防爆構造式を選定した。選定理由は次のとおりである。

- 1) ボルショド発電所の現有設備や Tisza I、II を始め多くの発電所で永く使用されており、この種の発電機の取扱いに習熟している。
- 2) 世界でも信頼性の高い構造として、永く運転実績を持っている。

3.4 新設ユニットのレイアウト

3.4.1 考慮事項

Borsod 発電所に 150MW ユニットの 1 基新設し、既存施設の一部を改善するが、全体レイアウトを考える上での重要要素は以下のとおりである。

- (a) 基本的には、Borsod 褐炭と輸入ハードコールを熱量ベース 50～50%で混合し、使用する。
- (b) 新設の 150MW ユニットの給炭やスラグ／フライアッシュ除去でトラブルが発生した場合に備え、天然ガスも使用できるものとする。
- (c) 既設ボイラー 4 基を炭化水素焚き（天然ガスおよび低硫黄の燃料油）に改造する。

上記方針により、プラントのレイアウトを決定するには以下の点を検討する必要がある。

- (a) 150MW ユニットの設置場所の選択
- (b) 新設ユニットの構成の指定
- (c) 輸入炭の保管および取り扱い
- (d) 炭化水素燃料供給の増大。現在、天然ガス供給能力は 15,000m³/h であり、貯油能力は 200m³である。
- (e) 石灰石取扱設備の設置
- (f) 150MW ユニットのスラグ／フライアッシュ除去設備の設置
- (g) 新設ユニット用の所内高圧、中圧および低圧機器の設置
- (h) 水供給システムの増強
- (i) 150MW ユニットの冷却システムの設置
- (j) 水処理設備および下水処理設備の拡張
- (k) 中央制御室および新設ユニットで作業するスタッフ用の福祉設備の設置
- (l) 新規設備設置に伴う発電所内鉄道側線および道路ネットワークの部分的変更

3.4.2 プラント・レイアウトの検討

(1) 場所の選定

新設ユニットを建設する場所として図3.4.1に示すA、Bの2ヶ所が考えられる。

Aを選定するには、図に示すように石灰石プラント用に一部の用地を新しく買収する必要がある。しかし、Bについては以下のような重大な不利な点がある。

- 1) 既存の施設の改善が終了し、場所が明け渡されるようになって始めて、新規ユニットの建設が可能になる。
- 2) そのためには次のような大規模な解体工事が必要である：
ボイラーNo.1～No.4、タービンNo.Ⅰ～No.Ⅳ、ボイラー建屋、バンカートラクト、煙突No.1、および停止している冷却塔。
- 3) 新規150MWユニットの近くに2番目のユニットを建設する可能性がなくなる。
- 4) 残った既存施設の運転を保证するため、解体工事の前に多くの移設や更新作業が必要になる。

上記の比較により、Aの場所を新設ユニットの用地として選定する。

(2) 基本的レイアウトの検討

用地内での基本的レイアウトとして、ボイラー軸とタービン軸の相対的關係から「T」形と「I」形の2つが考えられる。

ボイラー軸の方向はいずれの場合も、既存の水処理プラントとオイル・タンク場に供されている鉄道側線に決められる。新設の石灰石プラントにも同側線とこれに平行して新設する側線が必要となる。

T形、I形とも以下の施設の配置が必要である。

- (a) タービン・発電機建屋と給水建屋
- (b) CFB+EHEボイラー (460t/h)
- (c) 電気集じん機、誘引ファン、煙突
- (d) 電気機器、制御室、職員施設用の多目的建屋 (中央制御棟)
- (e) ポンプ建屋付き湿式冷却施設
- (f) 電気施設 (主変圧器、所内変圧器、起動変圧器)
- (g) 石灰石プラント (新設ユニットの近くに必要)

上記を考慮したT形のプラント・レイアウトを図3.4.2に、またI形のレイアウトを図3.4.3に示す。これらの比較を表3.4.1に示す。

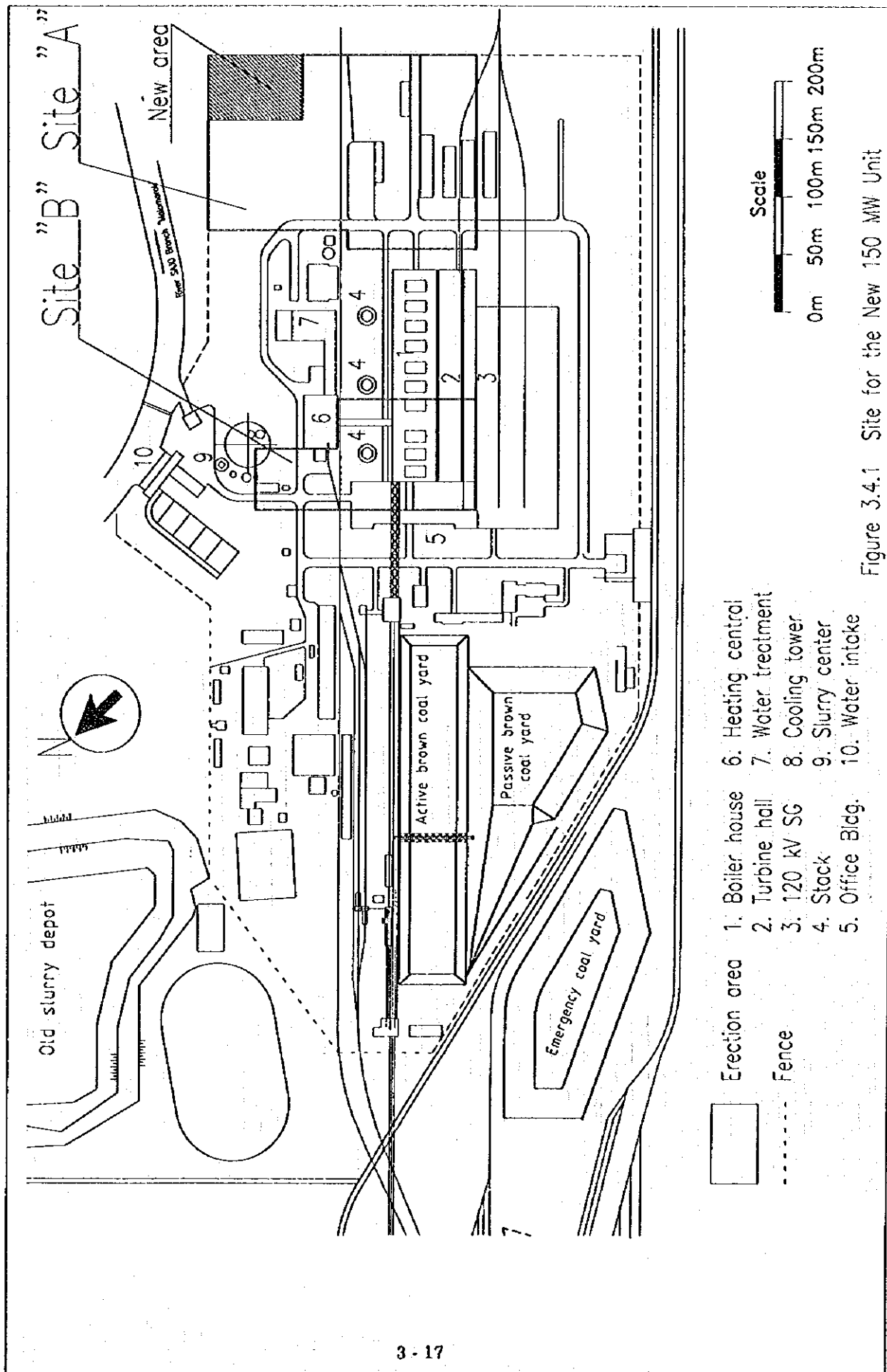
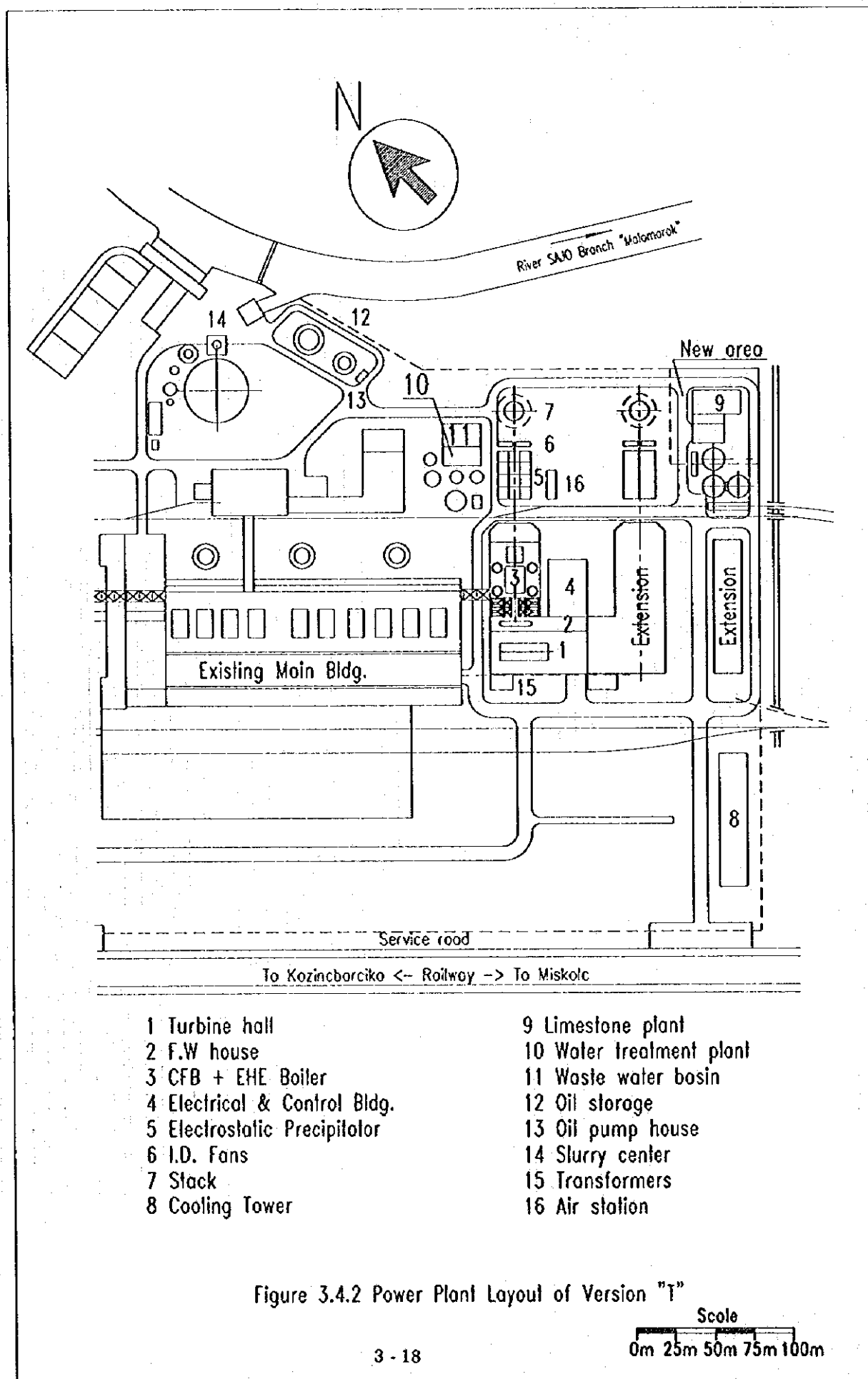


Figure 3.4.1 Site for the New 150 MW Unit



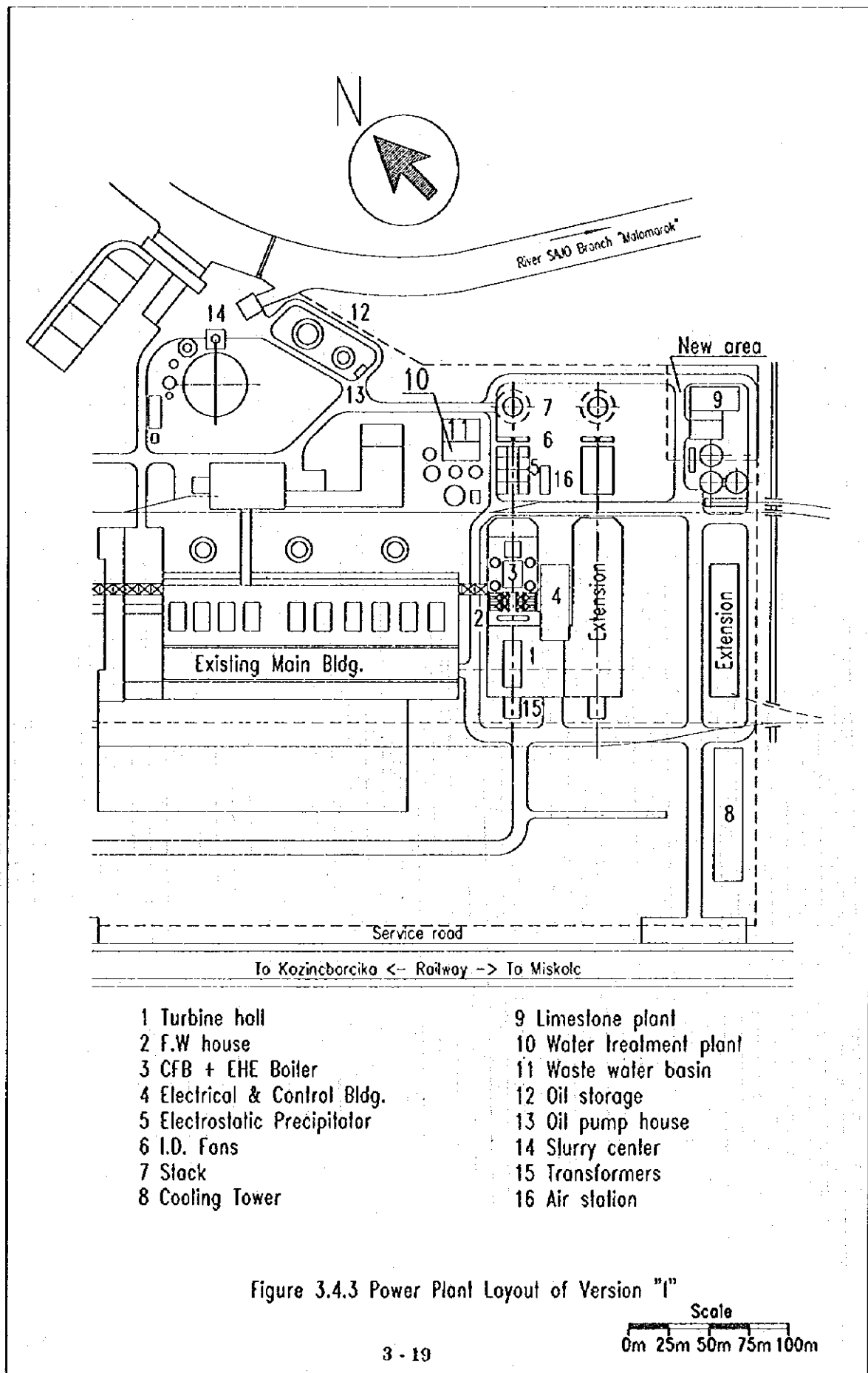


Table 3.4.1 Comparison of "T" and "I" Layout Versions

View Points	Layout T	Layout I
Footing area of machine hall	60 x 27 m = 1,620 m ²	48 x 45 = 2,160 m ²
Cost of establishing the machine hall	100 %	170 %
Bridge crane's span	appr., 25.5 m	appr. 43 m
Cost of installing the crane	100 %	appr. 300 %
Status of the assembly port in case of extension	To be established again	Remains unchanged
Railway sidings to be liquidated	Track VII to the old machine hall	Track VII and Track VIII to the switchyars
Tasks concerning the sidings in case of extension	None	Trace modification of track IX
Accessibility for extension	Acceptable	Good
Design of the high-pressure steam line between boiler and turbine	Acceptable	Excellent
Trace design of the sheathed bus-bars between generator and main transformer	Acceptable	Economical and good

表3.4.1より、主としてタービン建屋の用地が小さく、またクレーンのスパンも短かくて済むことの経済性から、T形レイアウトの方が有利と考えられる。

したがって、新設ユニットのレイアウトとしてT形を採用する。

3.5 燃料調達の可能性

3.5.1 Borsod 炭の調達可能性

(1) 現在の燃料供給

Borsod 発電所では現在以下の鉱山からの褐炭が燃焼されている。

Lyukobanya、Feketevolgy、Putnok、Rudolfbanya、Rudolfkulfeytes

近年までは、上記の炭鉱群はより広範であったが、生産コストが高いため政府の決定により Farkaslyuk, Vadna, Edeleny の各炭鉱は利用可能な埋蔵量があるが、閉鎖された。また上記の Rudolfbanya と Rudolfkulfeytes の両炭鉱は露天掘りであるが生産量が十分では無い。このうち、Lyukobanya, Feketevolgy, Putnok は、採炭コストに加え、非効率的であるため長期間の供給はできないとみなされる。

(2) 炭鉱会社とその組織

各鉱山の管理職制はほぼ同様であり、各部門別の管理責任者を以下のように配置している。

生産部門、技術部門、経営部門、販売部門

生産管理者の下に生産プロセスを管理するため以下の組織があり、各作業場は有機的に連携している。

保安、立坑運転、エンジニアリング、電気技術、輸送、資材供給

技術、経理、販売部については縦割で個々に従業員を管理している。石炭の品位の調整ならびに選炭は販売部門が行っている。

Table 3.5.1 Number of Personnel at Each Coal Mine

Personnel		Lyuko	Feketevolgy	Putnok
White collar workers	Managers	5	5	5
	Workshop formen	15	15	11
	Production formen	125	26	68
	Others	88	39	33
	Subtotal	233	75	117
Composition of blue collar workers according to skills	Miner-skilled	439	194	344
	Miner-unskilled	178	36	143
	Mechanic-skilled	346	154	233
	Electrician-skilled	142	64	108
	Other skilled workers	151	46	95
	Semi-skilled workers	337	135	215
	Unskilled workers	309	47	95
	Subtotal	1,956	676	1,233
Total		2,189	751	1,350

(3) 炭鉱の概要

3 炭鉱は、炭田の詳細な調査をもとに、事故を起こさずに採炭を行っており、各炭鉱は以下のような特徴を持っている。

- ・ 最新式の自走式支保を使用して安全を図りながら、幅広い炭種を採炭している。
- ・ 炭切りは高性能のコールカッタを使用している。
- ・ 坑内輸送は近代的なもので、採炭力にもよるが、石炭輸送に限界はない。補助施設は標準的なレベルである。
- ・ 切羽における採炭作業は“補助作業”と呼ばれている方法で行われている。これは出炭プロセスのなかで最も人手を要する業務である。
- ・ 数多くのトンネルや主坑道は坑口より非常に遠くなっている。
- ・ 炭鉱構内で+20mm 以下の石炭は選別され、Berente 選炭場へ輸送される。
- ・ 選炭場から輸送距離は

Lyukobanya : 16 km

Feketevolgy : 15 km

Putnok : 23 km

・ 各炭鉱内の危険要因

Lyukobanya : 構内ガスレベル I (メタンビットガスの最低レベルであり、裸火や引火の可能性のある電気器具の使用が制限される)。

Feketevolgy ならびに Putnok : 地下水

・ 入坑の方法

Lyukobanya : 立坑

Feketevolgy ならびに Putnok : 立坑と斜坑

(4) 石炭の埋蔵量と採炭可能埋蔵量

以下に各炭鉱の採炭可能埋蔵量を示す。

炭鉱名	採炭可能埋蔵量	発熱量
Lyukobanya	28.0Mt	11.0GJ/kg
Feketevolgy	3.0	11.0
Putnok	3.0	12.0
合 計	34.0	11.1

近年 Edeleny banya の閉山後は新たな開発は行われていない。

(5) 石炭生産計画

1) 炭鉱問題点

Feketevolgy banya は炭層に対し正対せずに採掘を開始したため、坑道が坑口に近づいてしまったので、炭層が存在するにもかかわらず、鉱区の制限があり新たに炭層に到達するための坑道を掘ることは非常に高くなるので、採炭を継続することはできない。

Putnok banya は、新炭層からフィールドコネクションと呼ばれる方法で既存の坑内を通じ出炭し、採炭可能期間を延長する生産計画を立てたが、その後の調査の結果、この手法は不経済で高く付くことが判明したため、計画を断念した。

2) Lyukobanya の生産計画

2000 年までの生産量を示す。

単位：1,000 t/y

炭鉱名	1997	1998	1999	2000 年
Iyukobanya	880	880	880	880
Feketevolgy	260	260	260	260
Putnok	480	480	480	480
Total	1,620	1,620	1,620	1,620

この生産計画は炭鉱の生産可能性によく一致しているが、政府は、1998 年までしか Feketevolgy, Putnok における生産に伴う赤字の資金保証をしていないので、この地域の炭鉱からの生産高は、2000 年までには 1,000kt/y を下回ると見られる。2000 年以後の生産量に関しては、現在採業中の Iyukobanya からの生産だけとなり、Feketevolgy, Putnok はその時期までに全て枯渇する。また、調査中の Sajomercse II は 9.9Mt の採炭可能蔵量があるが、開発の投資が大きいので、生産は中止されると見られる。

この結果、2000 年以降の Iyukobanya における推定生産量を以下に示す。

2001～2010 年：800 kt/y、2011-2012 年：500 kt/y

その後、石炭は枯渇する

民生用石炭は、環境汚染物質の少ない輸入炭で不足分を補う事もできるし、拡充しつつある天然ガスで全面的に置き換えることも可能であることから、発電所への石炭の供給は現在の量の 15～20%を増加させることができる。

3) 新規開発炭山

新規開発炭鉱である Sajomercse II 炭鉱については既に述べた。

Dubicsany banya は 1980 年に開発が開始されたが、1990 年代はじめの社会経済の変革により中止された。すでに、延べ 297 本のボーリング、斜坑、水抜きプラント、受電設備、第 1 層の入坑斜坑の上部設備が建設された。計画では 1994 年に開発を再開し 1998 年には操業に入り、2000 年にはフル能力である 7000,000t/a を生産する予定であったが、以下の諸問題から再開は着手されていない。再開について専門家は以下のように見ている。

- ・ 地質構造、特に小規模断層に関する調査が必要である。
- ・ 炭鉱の水抜きや他のリスクを明らかにするべきである。
- ・ 環境影響調査を実施する必要がある。
- ・ 投資額を再算定する必要がある。

Dubicsany 炭鉱の諸元

採炭可能埋蔵量：70,122,000t（ハンガリー褐炭埋蔵量の約5%）

- ・ 炭層深度：53～306m、平均 206m
- ・ 平均炭層：3.2m
- ・ 発熱量：10.26～14.14MJ/kg

(6) 発電所における石炭価格

従来、石炭価格は年間のインフレ率に従って、政府と炭鉱の販売組合との間で取り交わされる協定を基にしていたが、1997 年からは、発電所と直接契約によりおこなわれている。

1995 年 300.05 HUF/GJ

1996 年 400.06 HUF/GJ

1997 年 507.00 HUF/GJ

(7) 課 題

新たな炭鉱の開発がない場合は 2012 年までに Borsod 炭は枯渇する。このため、引き続きローカル炭を使用する場合、Dubicsany 炭鉱の開発を 2007 年までに開始するか、他の近隣鉱山からの供給を確保する必要がある。

3.5.2 輸入炭の調達可能性の調査

発電所では炭鉱保護の観点から輸入炭を使用することは禁止されており、厳密に従ってきた。現在ハンガリーで輸入されている石炭は原料炭に限られ、一部はブリケット製造原料として供給され、家庭用の補助燃料として使用されているにすぎないが、以下に示すように、ボイラ用に一般炭を輸入する。

Borsod 発電所の計画中の新設ユニットの輸入炭の年間需要は最大で 200,000～250,000 t/yr である。

(1) 主要石炭輸出国、鉱物埋蔵量、生産データ

1) 北米（米国およびカナダ）

アメリカ合衆国およびカナダには豊富な石炭埋蔵量があり、その生産は増加傾向にある。石炭の輸出はその重要性を増してきて、とくに米国の石炭輸出政策は、世界の石炭貿易を左右するほどのものである。

米国の石炭輸出の 2/3 はコークス用原料炭で、残りがボイラ用一般炭である。その仕向地はおもに日本およびカナダであるが、ヨーロッパ向けもかなりの量である。

原料炭はカナダの輸出炭の85%を占め、その2/3が日本向けのものである。輸出向けのボイラ用炭の量は約400万tで、310万tが日本および韓国に輸出されている。

図3.5.1および図3.5.2にアメリカ・カナダの生産および輸出の詳細について示した。

2) ポーランド共和国

ポーランドは世界でも最も重要な産炭国であり、輸出国であったが、世界市場でのその重要性は過去10年間に著しく低下している。これは、南米、アジアおよび太平洋諸国のダイナミックな発展、さらにポーランドの生産減が主要な原因である。

ハードコール生産量は1990年に1億4750万tまで減少した。その10年前までは、1億9,300万tを超えていた。また、輸出量もかなり減少し、1980年の3,100万tから1990年には2,800万tになった。ポーランドの石炭輸入はごくわずかで、品位を理由とし少量のコークス用原料石炭を輸入しているに過ぎない。

有利な輸送距離、ハンガリーとの自由貿易協定を考慮すると、ポーランドからの石炭輸入を考慮する必要がある。

なお、チェコ、スロバキア共和国も同様に有利な条件下にある。

図3.5.3にポーランドの生産および輸出の詳細を示した。

3) 南アフリカ

南アフリカには国際的な貿易制裁があったにもかかわらず、同国はつねに国際貿易の重要な当事者であった。

南アフリカは高品質の一般炭の世界石炭貿易に大きく関与し、少量であるが中低品質の原料炭の貿易にも関与している。その輸出はおもにヨーロッパ諸国向けである。

図3.5.4に南アフリカの生産、消費および輸出の詳細について示した。

	1980	1990	2000	2010
Consumption	608,0	739,0	812,0	1007,0
Production	710,2	858,6	982,0	1223,0
Import	1,1	2,4	6,0	11,0
Export	13,2	96,0	176,0	227,0

in Mt

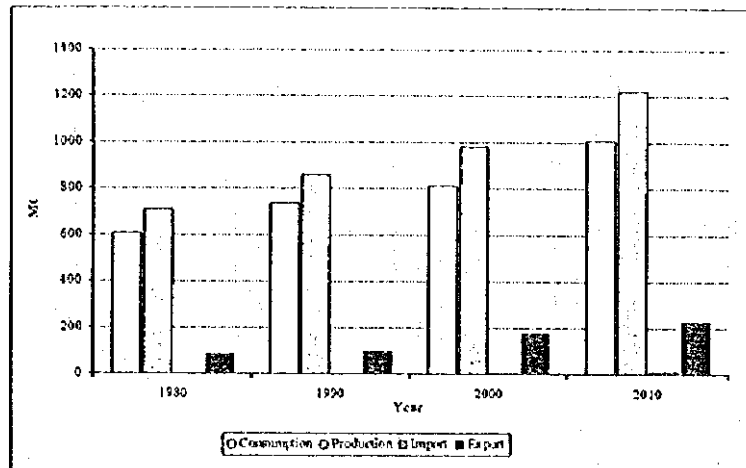


Figure 3.5.1 Hard Coal Production of the U.S.A. 1980~2010

	1980	1990	2000	2010
Consumption	21,4	18,8	31,0	34,0
Production	20,2	37,7	53,0	62,0
Import	15,6	14,1	13,0	14,0
Export	15,3	31,0	35,0	42,0

in Mt

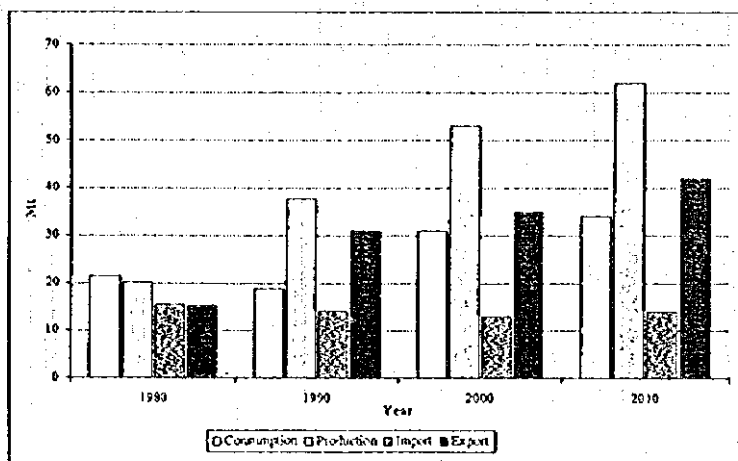


Figure 3.5.2 Hard Coal Production of Canada 1980~2010

	1980	1990	2000	2010
Consumption	159,1	120,0	132,9	122,0
Production	193,1	147,7	149,9	130,0
Import	1,0	0,5	0,0	2,0
Export	31,1	28,0	17,0	10,0

in Mt

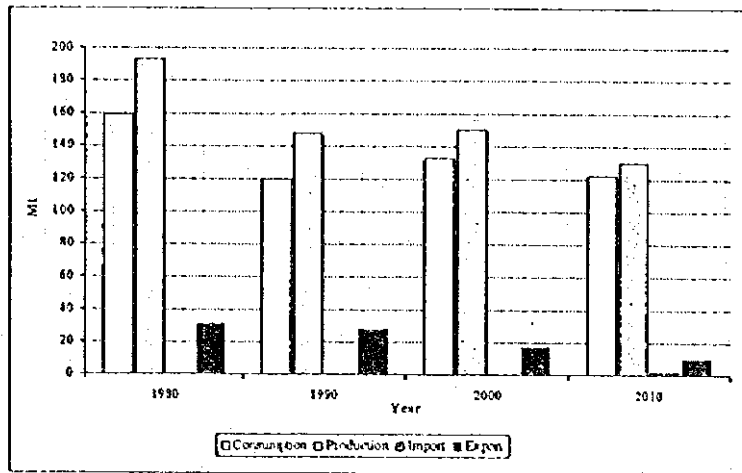


Figure 3.5.3 Hard Coal Production of Poland 1980~2010

	1980	1990	2000	2010
Consumption	84,5	135,3	150,0	150,0
Production	116,6	173,6	203,0	210,0
Import	0,0	0,0	0,0	0,0
Export	28,7	47,4	53,0	60,8

in Mt

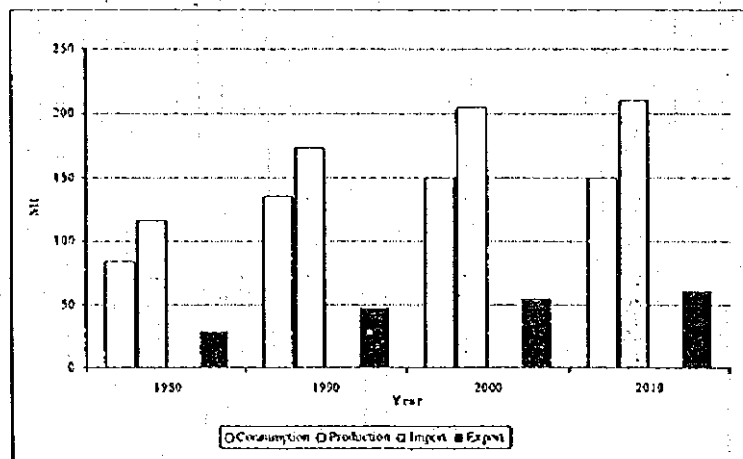


Figure 3.5.4 Hard Coal Production of South-Africa 1980~2010

4) オーストラリア

この大陸国家も石炭産出量は多く、大部分が大規模な露天掘りであるため、その生産コストによって長距離輸送によるコストを相殺している。オーストラリアの西部ではボイラ用一般炭を産出し、東海岸では原料炭および一般炭を産出している。

オーストラリアは、（アメリカ合衆国や南アフリカ共和国を超えて）世界で最大の石炭輸出国である。その輸出の大部分は東アジア、とくに日本であるが、ヨーロッパにも輸出している。

図 3.5.5 にオーストラリアの生産および輸出の詳細について示した。

5) 中国

中国は世界の石炭生産で先導的な位置を占めている。しかし、その地理的な理由から、その世界貿易での役割はあまり目立っていない。というのも、中国の鉱山は海港から遠く離れており、また、長距離列車輸送のコストが中国産石炭の競争力を大きく阻害している。これにも関わらず、中国産の原料炭ならびに一般炭の世界貿易における重要性は、これからの 20 年間に増大することが予想されている。

図 3.5.6 に中国の生産および輸出の詳細について示した。

6) コロンビア

コロンビアでは、過去十年間に炭鉱開発に対しかなりの投資が行われてきたものの、同国の経済基盤はエネルギー経済型ではないため、石炭生産の大部分が輸出に向けられている。

コロンビアはおもに一般炭を生産しており、高品位であるため、輸送および度重なる積替えによく耐える。

図 3.5.7 にコロンビアの生産および輸出の詳細について示した。

7) CIS 諸国

旧ソ連の共和国であったロシア、ウクライナおよびカザフスタンは、大量の石炭生産を行っている。

旧超大国の危機は炭鉱にも影響を及ぼしており、輸入炭の産出量は、供給面での深刻な障害のために、4 億 7500 万 t から 1991 年には 14 % 以上も減少している。

	1980	1990	2000	2010
Consumption	36,4	51,4	66,5	74,5
Production	78,5	165,2	205,0	218,0
Import	0,0	0,0	0,0	0,0
Export	42,8	106,6	140,0	141,0

in Mt

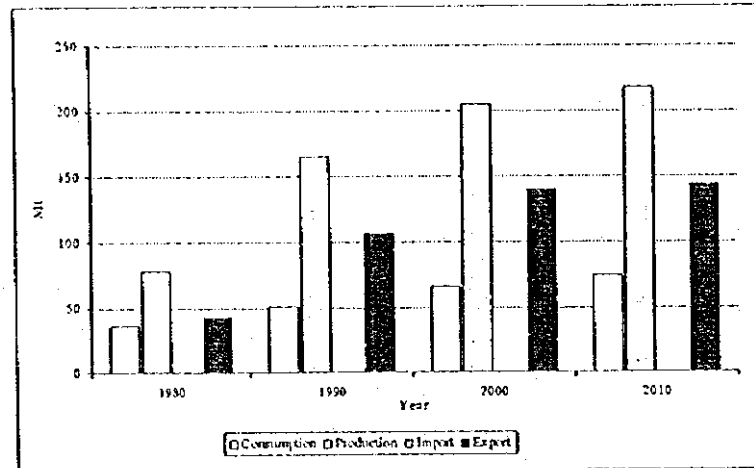


Figure 3.5.5 Hard Coal Production of Australia 1980–2010

	1980	1990	2000	2010
Consumption	589,5	980,0	1200,0	1300,0
Production	595,8	990,0	1227,0	1330,0
Import	2,0	2,5	3,0	5,0
Export	3,8	14,5	30,0	35,0

in Mt

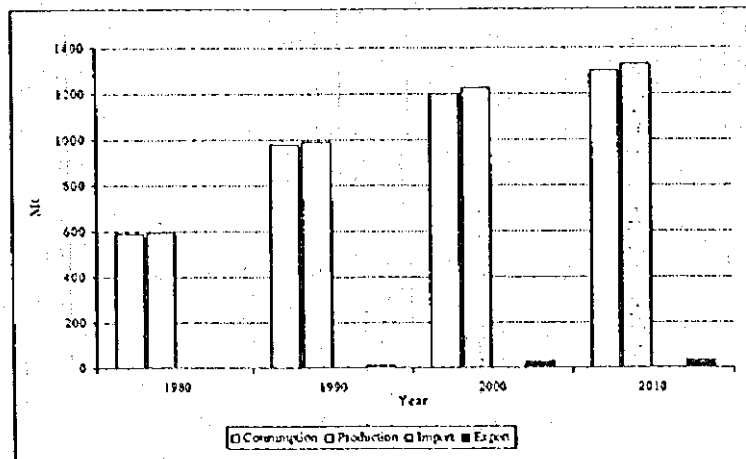


Figure 3.5.6 Hard Coal Production of China 1980–2010

	1980	1990	2000	2010
Consumption	4,2	5,5	6,2	7,4
Production	4,1	20,5	38,8	49,7
Import	0,0	0,0	0,0	0,0
Export	0,1	13,6	32,6	42,3

in Mt

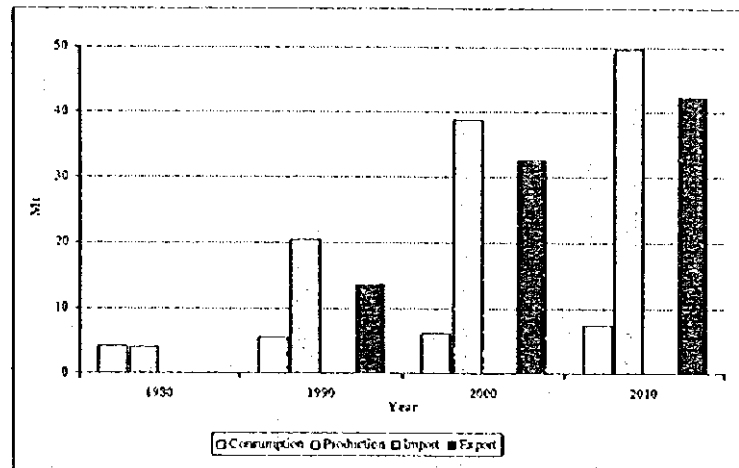


Figure 3.5.7 Hard Coal Production of Columbia 1980-2010

産出量の減少は、ロシアで 12.5%、ウクライナで 21.5%、そしてカザフスタンで 0.8%であった。

近年、各国の炭鉱の将来の展望は不確かである。国内のエネルギー需要の拡大、並びに従来低く抑制されていた輸送費を現実的な価格で評価しなければならないことから、旧ソ連各国からの輸出は一時的に減少するであろうと思われるが、地理的な近さの点で、ロシアならびにウクライナからの輸入は有望で、今後この両市場は正確かつ細心の注意を払って調査する必要がある。

図 3.5.8 に CIS 諸国の生産および輸出の詳細について示した。

8) インドネシア

インドネシアはこの地域で最もダイナミックな発展途上国の一つであるが、10 年前には炭鉱はほとんど存在していなかった。80 年代に行われた大規模投資の結果、将来のインドネシアは石炭生産および石炭貿易で無視できないシェアを獲得すると考えられる。

インドネシアの石炭はきわめて高品位、とくに低硫黄含量が注目に値する。

図 3.5.9 にインドネシアの生産量および輸出の詳細を示した。

(表のデータの出典:「国連経済社会会議、ヨーロッパ経済委員会-エネルギー/WP.1/AC.1/3」)

	1980	1990	2000	2010
Consumption	532,5	548,7	500,0	450,0
Production	553,0	543,0	315,0	460,0
Import	6,2	8,7	10,0	10,0
Export	26,6	39,8	25,0	20,0

in Mt

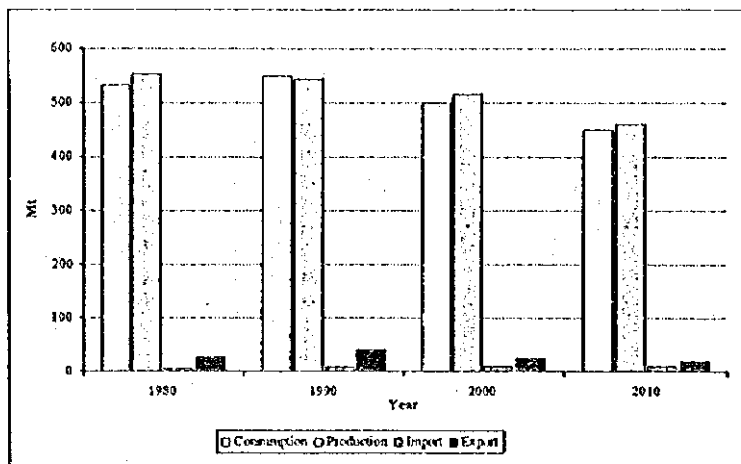


Figure 3.5.8 Hard Coal Production of the CIS Countries 1980–2010

	1980	1990	2000	2010
Consumption	0,2	6,2	23,0	40,0
Production	0,3	6,0	50,0	70,0
Import	0,0	0,0	0,0	0,0
Export	0,0	0,6	23,0	30,0

in Mt

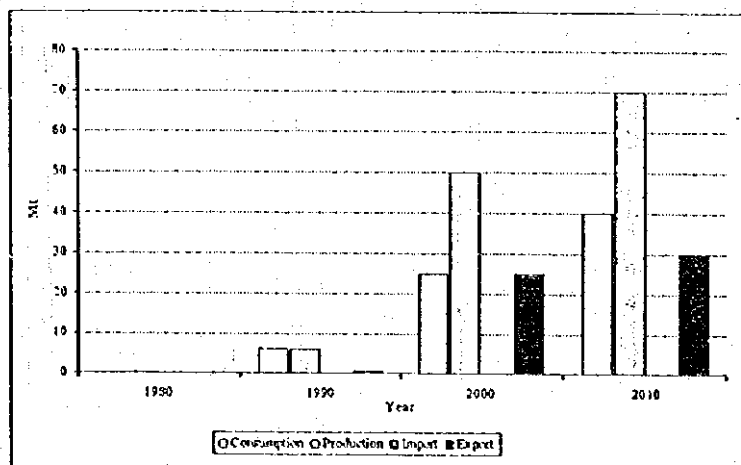


Figure 3.5.9 Hard Coal Production of Indonesia 1980–2010

(2) 積出し港での石炭の価格

石炭の品質の詳細、およびさまざまな経路の輸送によって、利用可能な出炭地から発電所へ輸送される石炭の FOB 積出し港の価格を表 3.5.2 に示した。

表には市況を反映した 1995 年の代表的な市場価格が示されている。価格は 1995 年の契約実績から得られたものである。

価格は FOB 積出し港価格として示され、採炭コスト、船積み点までの輸送費、船積み手数料が含まれている。

表に示された石炭の品位は、現在の市場ニーズを反映しており、その時々で変化する。

(3) 輸出石炭価格および海上運賃、石炭価格の予測

1) 石炭価格の予測 I

1993 年にヨーロッパ委員会 EU のエネルギー一般理事会によって発行された「2010 年までの世界の石炭価格の展望」報告書によると、石炭価格は今後 20 年間は上昇を続けると分析されている。予想される価格の上昇率については以下のように考えられている。競争力のある炭種の価格は需要と供給の関係によって左右されるというのは周知の事実である。過去 20 年間、ボイラ用一般炭の需要は倍増し、石炭価格はかつての水準からほぼ半減している。この価格低下によって供給が大幅に減少したのは、大手生産者および輸出国であるオーストラリアおよび米国の産出量が減少したからである。また、これによって、低価格の製品を提供する新規の供給者が市場に登場した。

したがって、この価格の低下は供給および輸出を大幅に減少させたが、これらの傾向は今後の 2 年間も継続するとは考えられない。

この報告書で用いられた第 1 のシナリオ、すなわち「高需要」の需要に基づき、発電所向け一般炭の需要は 2000 年まで継続的に拡大し、その後、一定を維持すると考えられる。今後 30 年間に、ある程度まで需要が拡大するとしても、供給量の減少水準を上回ることが予想され、したがって、2000 年から 2010 年までの間は、今日よりも価格が高くなると考えられる。

第 2 のシナリオを使ったもう一つの仮定では、2000 年以後は売り手市場が崩壊し、価格が調和のとれた水準まで下落すると予測されている（需要の低迷）。

第 3 番目のシナリオでは、需要拡大のテンポが遅く、比較的一定の供給の拡大が予測される（緩慢な成長）。

上記の調査および予想される海上運賃に基づき、FOB 米国価格の予測は以下の通り算出される。

Table 3.5.3 Forecast of Hard Coal Prices on FOB U.S.A.

	FOB 価格 (USD 1990/tce)		
需要シナリオ	1990 年	2000 年	2010 年
高需要	28-46	46-64 (39-64%)	54-72 (56-93%)
需要の低迷	28-46	41-59 (28-46%)	35-53 (15-25%)
緩慢な成長	28-46	38-56 (22-36%)	41-59 (28-46%)

実際の毎日の価格は大きく変動することがあるため、予測データは単なる傾向と見なされるべきである。

2) 石炭価格の予測 II

(出典：BKW 47 巻、No. 9、1995 年、p.358)

図 3.5.10 は、いわゆる緩慢な成長シナリオに基づく石炭価格比の長期予測を表わしている。

(上記の価格予測との可能な比較のために) 1990 年をベース期間とみなし、パーセント単位で価格変動を表わすと、2010 年までにベース期間と比較して 16 %、2020 年までに 20 %、2030 年までに 20 %、それぞれ価格が上昇することが予想される。

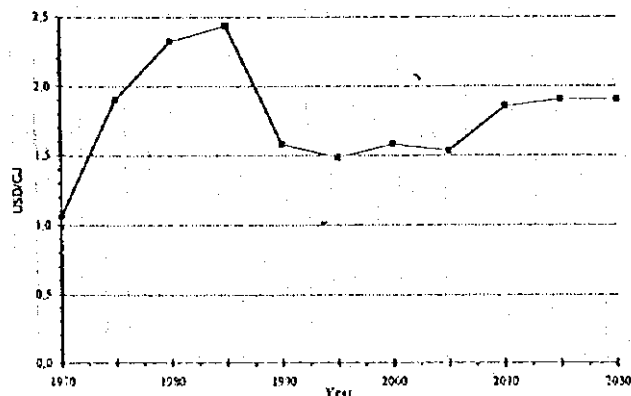


Figure 3.5.10 Trend of Estimated Hard Coal Price in World Market

(4) 輸送費用

1) 海上運賃

Table 3.5.4 Freight at ARA Ports

出発港－ARA港 Netherlands	Quantity (t)	Freight(USD/t)
Australia	120,000	12.20
	60,000	13.75
South Africa	140,000	8.00
	60,000	8.50
Canada	120,000	12.20
	60,000	13.75
U.S.A.	110,000	6.10
	60,000	8.30
China	60,000	13.80
Columbia	130,000	6.40

(Source: Coal Week No.10, October 1995)

Table3.5.5 Freight at Adriatic Ports & Black Sea Ports

出発港－Adriatic (USD/t)	出発港－黒海 港 (USD/t)
U.S.A. 10.10	11.50
South Africa 12.25	13.50
Australia 14.3	15.25

2) 河川運賃 (1996 年)

ルート別の運賃 (Source: Mahart Seatrade Forw & Chring)

ARA (Netherlands) - Csepel (Bp) 43.0 USD/t

Constanta (Romania) - Csepel(Bp) 11.0 USD/t

上記の運賃には船積み／荷揚費用を含んでいないので以下の費用を加えることが必要である。

- ・ Csepel 港に於ける本船から貨車への荷役 : HUF 300/t
- ・ 港内運搬 : 1,700 HUF/貨車
- ・ 計 量 : 1,200 HUF/貨車
- ・ 書類作成 : 70 HUF/貨車
- ・ 倉庫代 : 10 HUF/t/週
- ・ 本船からの荷揚 : 1.5~2.0 USD/t

3) 鉄道輸送コスト(1996年)

a) 国際輸送 (MÁV: ハンガリー国鉄)

産地・積替港	輸送経路	USD/t
i) Slovenia	Koper - Sredisce - Kotoriba - Murakeresztúr - Berente:	33
ii) Croatia	Rijeka - Koprivnica - Gyékényes - Berente:	25
iii) Poland	Katowice - Zebzidowice - Lenartovce - Bánréve - Berente:	40
iv) Czech	Ostrava - Lenartovce - Bánréve - Berente:	30

上記の料金には、鉄道運賃、税関通関手続き費用を含んでおり、貨車は25t積用である。

b) ハンガリー国領内でのMÁV貨物運賃 (Berente貨物駅まで)

	HUF/t
Bánréve frontier - Berente	260
Murakeresztúr frontier - Berente	2,020
Gyékényes frontier - Berente	2,120
Budapest port - Berente	1,060

上記価格に含まれる費用 : - MÁVの割引鉄道運賃
 - MÁVTRANS社の手数料
 追加となる費用 : - 税関通関手続き費用: HUF 800/貨車
 - 積替え費用: HUF 480/t (Záhony国境)
 (CIS諸国は軌間が異なるため、積替えが必要)

(5) 発電所で推定される輸入炭価格

一定の地域から出荷される海外炭の価格は発熱量に比例して決定されるが、発電所における輸入炭の価格の約50%は輸送費であり、発熱量の低下に従って相対的に上昇する。一方、中欧やCIS諸国からの輸入の場合、FOB価格に対する輸送費の割合は相対的に小さく、当該プロジェクトには有利である。

精度の高い輸入炭の価格は、契約期間、契約量、支払条件等を含めた実際の契約ベースによるが、上記の調査結果に基づき、積込港および輸送ルート等における諸費用を、1996年の価格水準で、Berente選炭プラントへの到着時の価格を推定し表3.5.6に示した。

以上から、発電所における輸入炭の価格は中欧並びにCIS諸国から調達されるものと推定し、低位発熱量25.6 GJ/tで318 HUF/GJと見込む。

Table 3.5.6 Price of Imported Coal at Borsod Power Plant (1997)

Place of origin	Gross Heat Value GJ/t	Route				
		I.	II.	III.	IV.	V.
		HUF/GJ				
Australia	28.1	524	460	413	-	-
South-Africa	26.8	496	429	380	-	-
U.S.A.	28.1	468	404	358	-	-
Columbia	28.1	468	404	358	-	-
Indonesia	28.1	512	449	402	-	-
Poland	26.8	-	-	-	281	-
Czech Republic	26.8	-	-	-	354	-
CIS countries	26.8	-	-	-	-	318

Routes:

- I. - Rotterdam - water-carriage (DMR channel) - Port Budapest - railway transport - Berente
- II. - Rijeka port - railway transport - Berente
- III. - Constanta - water-carriage (Danube) - Dunaújváros - railway transport - Berente
- IV. - Bánréve - railway transport - Berente
- V. - Záhony - railway transport - Berente

(6) 設計輸入炭

設計に用いる輸入炭は、Poland、Czech、CIS諸国から輸入されるものと想定し、低位発熱量：25.6 GJ/t、発電所における価格：318 HUF/GJとする。

3.5.3 設計燃料

(1) 石炭

本プロジェクトで燃焼に供される石炭のタイプおよび混合物は、以下の通り検討した。

ケース a : Borsod 混合褐炭 100%で発熱量は 9.0 MJ/kgである
Borsod 混合褐炭とは発電所周辺に立地する Lyuko 炭鉱をはじめとする炭鉱からの混合炭を指し、民生用に良質炭を供給するため品位は低い

ケース b : Borsod 混合褐炭と輸入炭を熱量ベースで 50-50%に混合した物で発熱量は 13.32 MJ/kgとなる。
(重量比で示すと、褐炭 74%、輸入炭 26%)

ケース c : Borsod 混合褐炭 100%で発熱量 11.30 MJ/kgとなる
(良質炭の民生用供給を中止し、発電に供した場合)

ケース d : 最も低品位の Borsod 褐炭で発熱量 7.56 MJ/kg

新設 CFB ユニットで供される石炭は既に述べられているようにケース b とする。表 3.5.7～3.5.8 に燃焼に供される燃料の品位を示す。

(2) 天然ガス・燃料油

燃焼に供される天然ガス並びに燃料油の仕様を、表 3.5.9～3.5.10 に示した。

Table 3.5.2 Typical Coal Prices in World Market

Mines	Gross Calorific Value		Sulfur Cont.	Ash Cont.	Coal Price			
					Average	Third quarter in 1995	Second quarter in 1995	First quarter in 1994
	Btu/lb.	GJ/t	%		USD/mt			
U.S.A. Hampton Roads	13000	30.14	1.0	10.0	43.2-44.25	44.26	46.38	44.63
	12500	29.10	1.0	10.0	41.55-42.5	42.68	44.75	43.56
	12000	28.05	1.5	12.0	36.0-38.9	39.40	41.31	42.31
Baltimore	12500	29.10	1.0	10.0	39.8-40.55	40.84	42.75	41.21
	12000	28.05	1.0	12.0	36.9-37.3	37.10	37.77	38.11
	12000	28.05	1.5	12.0	33.3-35.6	34.75	35.96	35.50
Gulf Coast	12500	29.10	1.0	12.0	39.5-40.1	39.95	40.95	41.42
	12000	28.05	1.5	15.0	32.9-33.6	33.25	35.73	38.58
	11500	26.80	1.5	15.0	31.5-31.7	31.60	32.07	34.34
	8800	20.52	0.4	0.5	23.0-24.0	23.50	23.75	23.50
West Coast	12000	28.05	0.6	10.0	41.0-42.0	41.58	38.74	37.50
	11500	26.80	0.7	10.0	39.1-40.1	39.90	34.87	33.52
Canada Vancouver	13000	30.14	0.7	10.0	43.7-45.0	44.21	41.75	39.29
	11500	26.80	1.0	14.0	35.0-38.8	36.81	32.83	33.20
Poland Baltic Ports	12200	28.47	0.8	8.5	40.0-41.0	40.48	42.42	39.33
	11500	26.80	0.8	11.5	36.8-37.6	36.52	39.48	35.75
South Africa Richard Bay	11500	26.80	1.0	16.0	35.1-36.7	35.78	34.92	34.21
	10800	25.12	1.0	16.0	32.9-34.5	33.74	33.05	32.25
Australia Newcastle/ Port Kembla	12000	28.05	0.8	14.0	39.9-42.95	41.37	39.62	38.08
	11700	27.21	0.8	14.0	38.7-41.65	40.14	38.04	35.28
	11000	25.96	0.8	14.0	36.9-39.8	38.45	36.26	32.60
	Gladstone	11700	27.21	0.6	14.0	39.8-42.8	41.29	39.26
China	11200	25.96	0.8	8.0	36.75-36.9	36.76	35.52	31.50
	10800	25.12	1.0	12.0	34.6-35.6	35.45	33.90	28.00
Colombia	12000	28.05	0.7	8.0	36.7-37.8	37.46	38.35	37.17
	11800	27.42	0.8	8.0	33.55-36.7	35.57	36.99	36.12
Europe ARA	11500	26.80	1.0	16.0	48.4-49.4	48.33	47.11	42.92
	10800	25.12	1.0	16.0	45.1-46.1	45.36	44.10	40.92
Russia Pacific	11500	26.80	1.0	15.0	37.0-38.6	37.80	36.12	31.21
Baltic	12250	28.05	1.0	16.0	34.3-35.4	35.31	36.26	34.67
	11500	26.80	1.0	16.0	32.5-33.5	33.50	34.38	32.67
Black Sea	11500	26.80	0.5	13.0	35.5-36.5	35.73	35.39	35.10
Venezuela	12600	29.31	0.8	7.0	36.4-37.2	36.68	36.70	36.25
Indonesia	12800	29.73	0.8	3.0	39.1-43.7	42.00	40.53	36.06
	12500	28.05	0.8	2.0	35.3-41.7	39.67	37.39	32.95
	10000	23.03	0.0	0.2	25.5-26.5	25.77	24.19	23.08

Table 3.5.7 Characteristic Data of Coal Types to be Used

Characteristics	Borsod brown coal	Imported hard coal
Net heat value, MJ/kg	7.56-9.16 / avg. 9.0	avg. 25.6
Grain size, mm	0 to 20	0 to 20
Coal analysis		
Ash %	36 to 42.8 avg. 36.45	6 to 16.5 avg. 11.25
Moisture %	21.6 to 25.7 avg. 24.8	6 to 13 avg. 9.5
Carbon %	24.8	
Hydrogen %	2.17	
Oxygen %	9.08	
Nitrogen %	0.5	
Sulfur %	2.2	0.8
Ash analysis		
SiO ₂ %	51.0	40 to 80
Al ₂ O ₃ %	18.8	14 to 37.5
Fe ₂ O ₃ %	13.2	2.5 to 20
MgO %	4.2	0.2 to 5.5
CaO %	8.0	0.54 to 12
Na ₂ O %	0.8	0.1 to 2.2
K ₂ O %	2.2	0.3 to 5
SO ₃ %	1.8	0.3 to 8
TiO ₂ %	-	0.6 to 3.1
P ₂ O ₅ %	-	0.01 to 1.5

Table 3.5.8 Design Coal

Borsod/import coal	50:50 C/V base
Net heat value	13.32 MJ/kg
Ash	29.9 %
Sulfur	1.8 %

Table 3.5.9 Characteristics Data of Natural Gas to be Used

Components	Content
c1 (% vol.)	98.51
c2 (% vol.)	0.32
c3 (% vol.)	0.13
c4 (% vol.)	0.05
c5 (% vol.)	0.02
c6 (% vol.)	0.01
c7 (% vol.)	-
c8 (% vol.)	-
CO2 (% vol.)	0.04
N2 (% vol.)	0.92
Relative density at 15 °C	0.563
Net heat value (MJ/m ³)	33.94

Table 3.5.10 Characteristics Data of Fuel Oil to be Used

Light fuel oil (FA-60/80)		
Viscosity		
at 20 C°	(mm ² /s)	8
at 100 °C	(mm ² /s)	4.4
Flash point by Cleveland's method, min. (°C)		101
Pour point	(°C)	-20
Sulfur content	(%)	below 0.2
Oxide ash content	(%)	below 0.5
Water content	(%)	below 0.5
Impurities	(%)	below 0.5
Relative density at 15 C°		1.005
Heat value	(MJ/kg)	41.0

3.6 石灰石の供給

(1) 品質と必要量

1) 石灰石の必要量

a) 品質

石灰石の化学成分のうち最も重要な指標物質は CaCO_3 であり、少なくとも脱硫剤として 93% 以上の品位が必要である。

b) 粒 径

石灰石鉱山から供給される原料石灰石を発電所構内で粉砕する。しかし、粉砕石灰石の供給の安全のために、粉砕石灰石も受け入れるものとする。

原料石灰石 : 0-50mm

CFB用粉砕石灰石 : 0-3.0mm

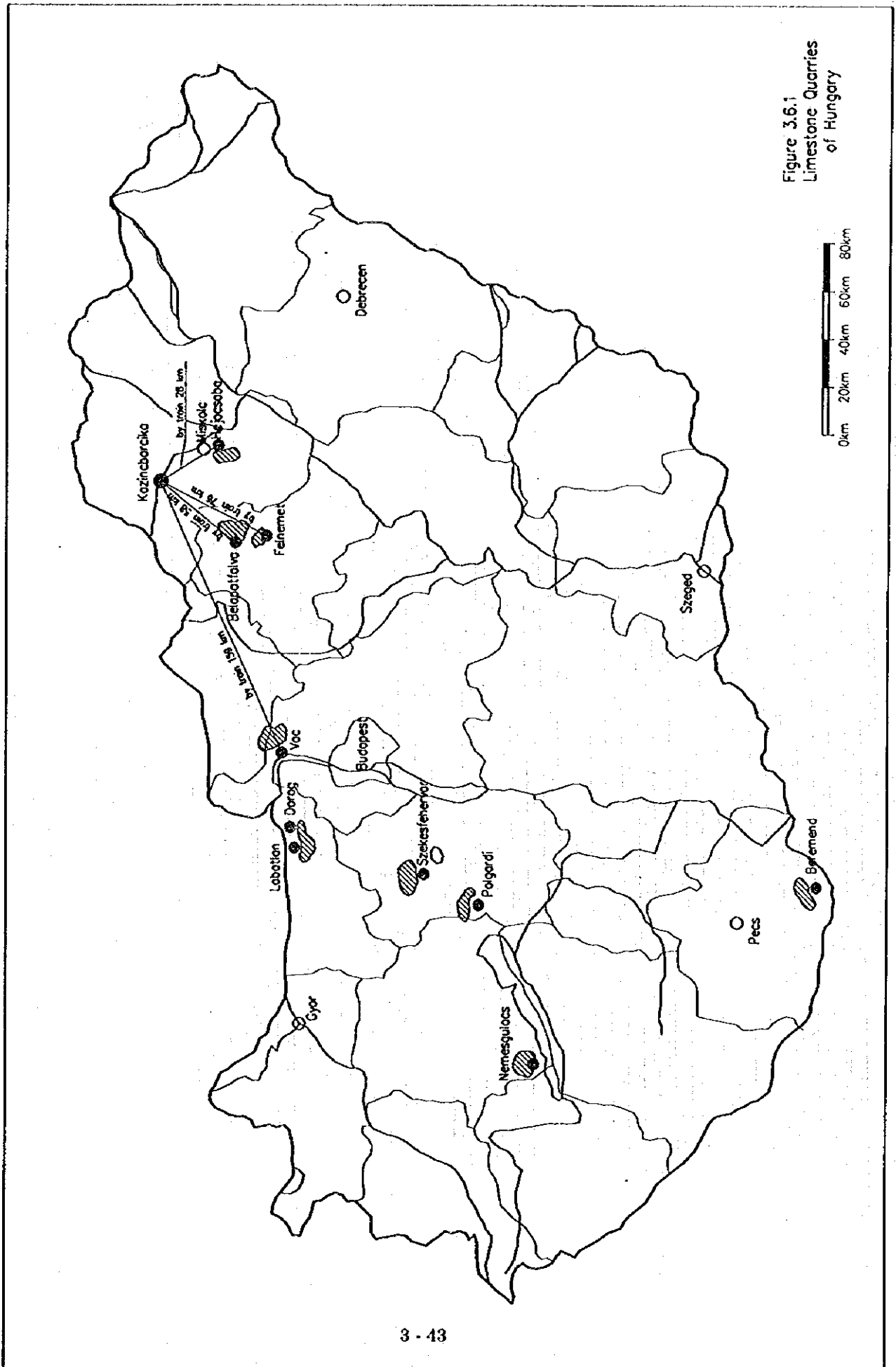
2) CFB ボイラの粉砕石灰石の消費量

$$Q_d = 442 \text{ t/d}$$

(2) 調達先

ハンガリー全国ならびに Borsod 地域における調達可能な石灰石資源は以下のように要約できる。

- 1) ハンガリー国の石灰石資源は図 3.6.1 に示した斜線部に分布しており、Borsod 発電所はこの範囲の北東に位置している。これらの鉱山は一カ所を除き、Bukk 山系を直接取り囲む位置にあるが、地理的に条件が良くない。



- 2) Borsod 発電所の周辺の北ハンガリー地域には、石灰石鉱山が4カ所あり、調査済並びに調査中を含め長期の消費に見合う十分な石灰石を賦存する（30年以上）。以下に概要を示す（括弧内に各鉱山の略号を示した）。

Hejőcsabai Mészkefeldolgozó Rr. (HCM) Hejőcsaba：発電所から鉄道で約30km

Bélapátfalvai Cement és Mészmu Rt. (BCM) Bélapátfalva：発電所から鉄道で約58km

OMYA Eger Mészkefeldolgozó és Értékesítő Kft. (OMYA) Eger：発電所から鉄道で約76km

Duna Cement és Mészmu Rt. (DCM) Vác：発電所から鉄道で約160km

- 3) ブダペストの西部地域では、十分な埋蔵量を持つ Dorog と Székesfehérvár 鉱山（250～300km）がある。
- 4) 品質面では、各鉱山の石灰石は必要とされる品位を満たしていると思わせる。上に示した各鉱山で利用できる石灰石の特徴的な成分を次の表に示した。

Table 3.6.1 Grade of Limestone at Each Mine

	HCM	BCM	OMYA	DCM
CaO	51-54	52-54	52-54	55.2%
CO ₂	41-43	41-43	41-43	41-42
MgO	1-2	max. 1	1-2	0.22%
SiO ₂	max. 1	max. 1	max. 1	0.53%
Fe ₂ O ₃	max. 0.5	max. 1	max. 1	max. 1
Al ₂ O ₃	max. 1	max. 0.5	max. 0.5	max. 1

- 5) 各鉱山は、発電所で必要とする十分な量ならびに最適な粒径の石灰石を供給する場合には、新たな開発が必要である。このプロジェクトの日消費量に対し、上記にリストされた鉱山は貨車に積み込むための装置や砕石設備を備えていない。そのため、これらの鉱山は将来の生産拡大のために、技術的な開発が必要である。

(3) 調達価格

現在、これらの鉱山の石灰石の生産は主要製品であるセメントならびに地域向けの石灰に限定されており、発電所への販売価格を明確にするための品質と量に関する最適な砕石、プロセス、貨車積載装置の設置等の投資費用の推定が十分に行われていない。

このことから、Borsod 発電所と同様な近代化計画のある Transdanubian 発電所の近隣にある Transdanubian 石灰石鉱山の価格を参考にし、以下の FOB 鉱山の価格を推定した。

- (a) 原料石灰石 0 to 50 mm (貨車への積載) 360 to 720 HUF/ton
- (b) 粉砕石灰石 0 to 3 mm (貨車への積載) 1,300 to 1,600 HUF/ton

(4) 鉄道輸送

鉄道輸送では、輸送量並びに環境上の理由から、有蓋型のような密閉式の貨車の利用が考えられる。バルク貨物の輸送に適した4軸のダンプ装置を備えたタンク車は現在 MÁV (ハンガリー国鉄) は所有していない (Fal や Fad タイプの無蓋貨車も限られた両数しか所有していない)。しかし、MÁV は限られた数ではあるが、穀物輸送をするために、床下開閉型の Fals 型の貨車を購入することを考慮している。長期契約と保証を基に、MÁV は追加料金なしで最適な貨車を製造ならびに購入する用意がある (もしくは長期契約で輸送量の多い場合はさらに割引料金を適用する)。

MÁV では空気式貨物ハンドリング装置付きのセメントタンカーと呼ばれる、粉砕石灰石を輸送するのに最適な貨車もその数は限られている。Uaces や Ucs 型のタンク貨車はセメント輸送需要が減少したため、そのほとんどを PULTRANS 社に譲渡された。PULTRANS 社は約 1,000 両の 2 軸と 4 軸の貨車を使用し、年間 1,000,000 トン以上の貨物の輸送能力がある。

(5) 輸送運賃

1996 年の MÁV の貨物料金を基本に、路線別に 1 回あたり 25 トン以上の場合の鉄道運賃を以下に示した。

路線別の鉄道運賃

路 線	距 離	運 賃
Hejőcsaba-Kazincbarcika (Berente)	28 km	370 HUF/ton
Bélapátfalva-Kazincbarcika (Berente)	58 km	530 HUF/ton
Felnémet-Kazincbarcika (Berente)	76 km	640 HUF/ton
Vác-Kazincbarcika (Berente)	159 km	1,160 HUF/ton

MÁV は長期大量輸送契約であるこのケースの場合 35% の値引をする。

(6) 発電所における石灰石価格の推定

以上から求められた発電所における石灰石の推定価格を以下に示す。

- (a) 原料石灰石 0 to 50 mm 900 to 1,400 HUF/ton
- (b) 粉砕石灰石 0 to 3 mm 1,700 to 2,800 HUF/ton

このことから、発電所が必要とする粒径に粉砕した石灰石を自家製造することが現実的である。その理由は鉱山会社や石灰製造業者は比較的少ない投資で粉砕石灰石を製造することができるからで、従って、供給の安全性も増すことになる。一方、もし粉砕にかかる費用を発電所の所内コストと見なせば、粉砕石灰石製造のための大きなエネルギーコストを下げることを意味している（主要エネルギーである電力、乾燥のための廃熱の利用等）。